

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» февраля 2023 г. № 357

**Сведения
об утвержденных типах средств измерений**

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Устройства весоизмерительные дозирующие	КЛ20056	Е	88262-23	20056-1; 20056-2	Общество с ограниченной ответственностью "ПК ПромРешение" (ООО "ПК ПромРешение"), Ставропольский край, Шпаковский р-н, г. Михайловск	Общество с ограниченной ответственностью "ПК ПромРешение" (ООО "ПК ПромРешение"), Ставропольский край, Шпаковский р-н, г. Михайловск	ОС	РТ-МП-1081-444-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "НОВА-БРИТ" (ООО "НОВА-БРИТ"), Смоленская обл., г. Вязьма	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	23.12.2022
2.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-25	Е	88263-23	155	Общество с ограниченной ответственностью "Газ-промнефть-Восток" (ООО "Газпромнефть-Восток"), г. Томск	Общество с ограниченной ответственностью "Газ-промнефть-Восток" (ООО "Газпромнефть-Восток"), г. Томск	ОС	МП 448/1-2021	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Газ-промнефть-Восток" (ООО "Газпромнефть-Восток"), г. Томск	ФБУ "Томский ЦСМ", г. Томск	17.11.2021

3.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-12,5	Е	88264-23	151256-1	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Восток" (ООО "Газпромнефть-Восток"), г. Томск	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Восток" (ООО "Газпромнефть-Восток"), г. Томск	ОС	МП 448/2-2021	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Восток" (ООО "Газпромнефть-Восток"), г. Томск	ФБУ "Томский ЦСМ", г. Томск	17.11.2021
4.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-12,5	Е	88265-23	95	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Восток" (ООО "Газпромнефть-Восток"), г. Томск	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Восток" (ООО "Газпромнефть-Восток"), г. Томск	ОС	МП 448-2021	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Восток" (ООО "Газпромнефть-Восток"), г. Томск	ФБУ "Томский ЦСМ", г. Томск	17.11.2021
5.	Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-43	Е	88266-23	4	Акционерное общество "Транснефть - Сибирь" (АО "Транснефть - Сибирь"), г. Тюмень	Акционерное общество "Транснефть - Сибирь" (АО "Транснефть - Сибирь"), г. Тюмень	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Транснефть-Метрология" (АО "Транснефть-Метрология"), г. Москва	АО "Транснефть-Метрология", г. Москва	10.06.2022
6.	Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические	РГС-100	Е	88267-23	1, 2	Акционерное общество "Транснефть - Сибирь" (АО "Транснефть - Сибирь"), г. Тюмень	Акционерное общество "Транснефть - Сибирь" (АО "Транснефть - Сибирь"), г. Тюмень	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Транснефть-Метрология" (АО "Транснефть-Метрология"), г. Москва	АО "Транснефть-Метрология", г. Москва	10.06.2022
7.	Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические	РГС-25	Е	88268-23	1, 4, 5	Акционерное общество "Транснефть - Сибирь" (АО "Транснефть - Сибирь"), г. Тюмень	Акционерное общество "Транснефть - Сибирь" (АО "Транснефть - Сибирь"), г. Тюмень	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Транснефть-Метрология" (АО "Транснефть-Метрология"), г. Москва	АО "Транснефть-Метрология", г. Москва	10.06.2022

	ские					Сибирь"), г. Тюмень	Сибирь"), г. Тюмень				нефть- Метрология"), г. Москва		
8.	Анализаторы рентгенов- ские	АР	С	88269-23	модель АР-35 зав №№ 01, 02, 03; мо- дель АР-31-НМ зав. №№ 04, 05, 06, 07	Акционерное Общество "Инновацион- ный центр "Буревестник" (АО "ИЦ "Бу- ревестник"), г. Санкт- Петербург	Акционерное Общество "Инновацион- ный центр "Буревестник" (АО "ИЦ "Бу- ревестник"), г. Санкт- Петербург	ОС	МП-242- 2504-2022	1 год	Акционерное Общество "Инновацион- ный центр "Буревестник" (АО "ИЦ "Бу- ревестник"), г. Санкт- Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И.Менделеева", г. Санкт- Петербург	22.12.2022
9.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) ООО "Сен-Гобен Строитель- ная Произ- водства Рус" (г. Егорьевск)	Обозна- чение отсут- ствует	Е	88273-23	001	Общество с ограниченной ответственно- стью "РН- Энерго" (ООО "РН-Энерго"), Московская обл., г.о. Крас- ногорск, д. Путилково	Общество с ограниченной ответственно- стью "Сен- Гобен Строи- тельная Про- дукция Рус" (ООО "Сен- Гобен Строи- тельная Про- дукция Рус"), Московская обл., г. Егорьевск	ОС	МП ЭПР- 532-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "РН- Энерго" (ООО "РН-Энерго"), Московская обл., г.о. Крас- ногорск, д. Путилково	ООО "Энерго- ПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	19.10.2022
10.	Трансформа- торы тока	ТВ	Е	88274-23	ТВ-110/50 зав. № 1562-А, 1562-В, 1562-С, 1565-А, 1565-В, 1565-С, 1578-А, 1578-В, 1578-С, 1614-А, 1614-В, 1614-С; ТВ 110-II-Y2 зав. № 5308-А, 5308-В, 5308-С, 5309-А, 5309-В, 5309-С, 5310-А, 5310-В,	ПО "Урал- электрогтяж- маш", г. Свердловск (изготовлены в 1974 - 1986 гг.)	ПО "Урал- электрогтяж- маш", г. Свердловск	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Инже- нерный центр "ЭНЕР- ГОАУДИТ- КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест- Москва", г. Москва	09.01.2023

14.	Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 544 АО "Самотлорнефтегаз"	Обозначение отсутствует	Е	88278-23	01		Акционерное общество "Самотлорнефтегаз" (АО "Самотлорнефтегаз"), Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск	Акционерное общество "Самотлорнефтегаз" (АО "Самотлорнефтегаз"), Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск	ОС	ВЯ.10.1705 345.00 МП	1 год	"ФУКС ОЙЛ", г. Калуга	ФБУ "Тюменский ЦСМ", г. Тюмень	28.09.2022
15.	Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 578 АО "Самотлорнефтегаз"	Обозначение отсутствует	Е	88279-23	01		Акционерное общество "Самотлорнефтегаз" (АО "Самотлорнефтегаз"), Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск	Акционерное общество "Самотлорнефтегаз" (АО "Самотлорнефтегаз"), Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск	ОС	ВЯ.10.1705 346.00 МП	1 год		ФБУ "Тюменский ЦСМ", г. Тюмень	28.09.2022
16.	Теплосчетчики	ТСК-ПРЭМ	С	88280-23	ТСК-ПРЭМ-01 зав. №: 01-001 в составе: преобразователь расхода электромагнитный ПРЭМ-20 L0/-/F0 D зав. №: 795748; тепловычислитель ТМК-Н20 зав. №: 018531; счетчик воды крыльчатый ВСХНд 15-02 зав. №: 84101904; преобразователь давления измерительный СДВ-ИМ(1,60) зав. №:		Общество с ограниченной ответственностью "ИВТрейд" (ООО "ИВТрейд"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "ИВТрейд" (ООО "ИВТрейд"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП 208-055-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ИВТрейд" (ООО "ИВТрейд"), г. Санкт-Петербург	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	25.11.2022

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» февраля 2023 г. № 357

Регистрационный № 88273-23

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Сен-Гобен Строительная Продукция Рус» (г. Егорьевск)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Сен-Гобен Строительная Продукция Рус» (г. Егорьевск) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ООО «РН-Энерго» с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», сервер базы данных ПАО «Россети», сервер опроса ПАО «Россети», программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройства синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и хранение полученных данных, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Далее измерительная информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер опроса ПАО «Россети».

Далее информация при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер базы данных ПАО «Россети», где осуществляется обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов и передача на сервер ООО «РН-Энерго» в виде xml-файлов установленных форматов

В случаях выхода из строя УСПД сбор и обработка измерительной информации с счетчиков возможны сервером опроса ПАО «Россети», на котором в таком случае производится вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и хранение полученных от счетчиков данных.

Дополнительно сервер ООО «РН-Энерго» может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Передача информации от сервера ООО «РН-Энерго» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ производится по каналу связи с протоколом ТСР/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера ООО «РН-Энерго», часы сервера опроса ПАО «Россети» и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера ООО «РН-Энерго» с соответствующим УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов сервера ООО «РН-Энерго» производится при расхождении показаний более ± 1 с.

Сравнение показаний часов сервера опроса ПАО «Россети» с соответствующим УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов сервера опроса ПАО «Россети» производится при расхождении более ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера опроса ПАО «Россети» осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов УСПД производится при расхождении более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении более ± 1 с.

В случаях выхода из строя УСПД сравнение показаний часов счетчиков производится с часами сервера опроса ПАО «Россети» и осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении с часами сервера опроса ПАО «Россети» на величину более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера» и ПО «АльфаЦЕНТР».

ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные

ПК «Энергосфера» (сервер ООО «РН-Энерго»)	
Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
ПО «АльфаЦЕНТР» (сервер базы данных ПАО «Россети», сервер опроса ПАО «Россети»)	
Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер/ УСВ	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические ха- рактеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы допускае- мой осно- вительной погрешно- сти в рабо- чих усло- виях (±δ), %	Границы допускае- мой отно- сительной погрешно- сти (±δ), %
1	ПС 110 кВ Сирена, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Сирена-Кукшево I цепь	TG145 Кл.т. 0,2 300/5 Рег. № 30489-05 Фазы: А; В; С	VEOT 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 37112-08 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327L Рег. № 41907-09	Сервер базы данных ПАО «Россети» Сервер опроса ПАО «Россети»	Актив- ная Реак- тивная	0,6 1,1	1,4 2,3
2	ПС 110 кВ Сирена, ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Сирена-Кукшево II цепь	TG145 Кл.т. 0,2 300/5 Рег. № 30489-05 Фазы: А; В; С	VEOT 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 37112-08 Фазы: А; В; С	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Сервер ООО «РН- Энерго» УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная Реак- тивная	0,6 1,1	1,4 2,3	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов, а также замена серверов без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °C температура окружающей среды в месте расположения серверов, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
для счетчиков:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УСВ:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УСПД:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	250000
среднее время восстановления работоспособности, ч	24
для серверов:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
среднее время восстановления работоспособности, ч	1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации:	
для счетчиков:	
тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	170
при отключении питания, лет, не менее	5
для УСПД:	
суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	5
для серверов:	
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени в счетчиках.
- журнал УСПД:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени;
 пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- журнал сервера:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени;
 пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 счетчиков электрической энергии;
 промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 испытательной коробки;
 УСПД;
 сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 счетчиков электрической энергии;
 УСПД;
 сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	TG145	6
Трансформаторы напряжения	VEOT 123	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327L	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	2
Сервер ООО «РН-Энерго»	—	1
Сервер базы данных ПАО «Россети»	—	1
Сервер опроса ПАО «Россети»	—	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	СГСПр.422245.345.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Сен-Гобен Строительная Продукция Рус» (г. Егорьевск)», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Правообладатель

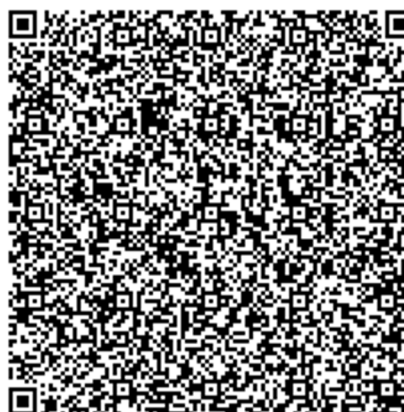
Общество с ограниченной ответственностью «Сен-Гобен Строительная Продукция Рус»
(ООО «Сен-Гобен Строительная Продукция Рус»)
ИНН 5011020537
Адрес: 140301, Московская обл., г. Егорьевск, ул. Смычка, д. 60
Телефон: (495) 228-81-10
Факс: (495) 228-81-10
Web-сайт: www.saint-gobain.ru
E-mail: Vitaly.Demidovich@sgcp.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Энерго» (ООО «РН-Энерго»)
ИНН 7706525041
Адрес: 143440, Московская обл., г.о. Красногорск, д. Путилково, территория Гринвуд,
стр. 23, эт. 2, пом. 129
Телефон: (495) 777-47-42
Факс: (499) 777-47-42
Web-сайт: www.rn-energo.ru
E-mail: rn-energo@rn-energo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, оф. 19
Телефон: (495) 380-37-61
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» февраля 2023 г. № 357

Регистрационный № 88274-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТВ

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТВ (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока представляют собой тороидальный магнитопровод из электротехнической стали, на который равномерно намотана вторичная обмотка. В качестве первичной обмотки используется высоковольтный ввод выключателя. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформаторов тока.

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

К настоящему типу средств измерений относятся трансформаторы тока следующих модификаций ТВ-110/50, ТВ 110-II-Y2, которые отличаются друг от друга значениями номинального первичного тока и номинальной вторичной нагрузки.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока следующих модификаций:

- ТВ-110/50 зав. № 1562-A, 1562-B, 1562-C, 1565-A, 1565-B, 1565-C, 1578-A, 1578-B, 1578-C, 1614-A, 1614-B, 1614-C;

- ТВ 110-II-Y2 зав. № 5308-A, 5308-B, 5308-C, 5309-A, 5309-B, 5309-C, 5310-A, 5310-B, 5310-C, 5337-A, 5337-B, 5337-C, 5339-A, 5339-B, 5339-C, 5343-A, 5343-B, 5343-C, 5344-A, 5344-B, 5344-C, 5346-A, 5346-B, 5346-C, 5347-A, 5347-B, 5347-C, 5348-A, 5348-B, 5348-C.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и буквы латинского алфавита.

Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

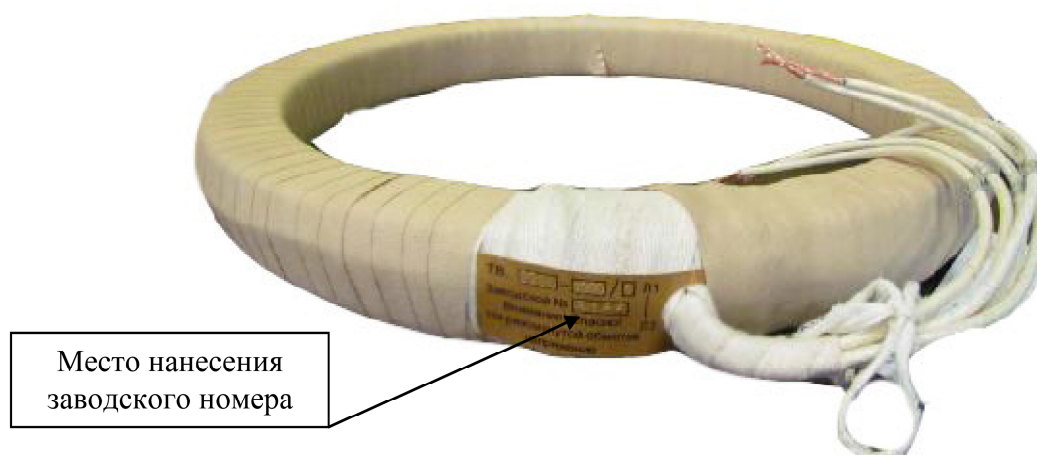


Рисунок 1. Общий вид средства измерений
с указанием места нанесения заводского номера

Пломбирование трансформаторов тока не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1.1 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТВ-110/50

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	1562-A, 1562-B, 1562-C, 1565-A, 1565-B, 1565-C, 1578-A, 1578-B, 1578-C, 1614-A, 1614-B, 1614-C
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	1000
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30

Таблица 1.2 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТВ 110-II-У2

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	5308-A, 5308-B, 5308-C, 5309-A, 5309-B, 5309-C, 5310-A, 5310-B, 5310-C, 5337-A, 5337-B, 5337-C, 5339-A, 5339-B, 5339-C, 5343-A, 5343-B, 5343-C, 5344-A, 5344-B, 5344-C, 5346-A, 5346-B, 5346-C, 5347-A, 5347-B, 5347-C, 5348-A, 5348-B, 5348-C
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	600; 750; 1000
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	25; 50; 50

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C	от -40 до +40

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТВ-110/50; ТВ 110-II-Y2	1 шт.
Паспорт	ТВ-110/50; ТВ 110-II-Y2	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 27 декабря 2018 г. № 2768 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

ПО «Уралэлектротяжмаш»

Адрес: г. Свердловск, ул. Фронтовых Бригад, д. 22

Изготовитель

ПО «Уралэлектротяжмаш» (изготовлены в 1974 - 1986 гг.)

Адрес: г. Свердловск, ул. Фронтовых Бригад, д. 22

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-т, д. 31

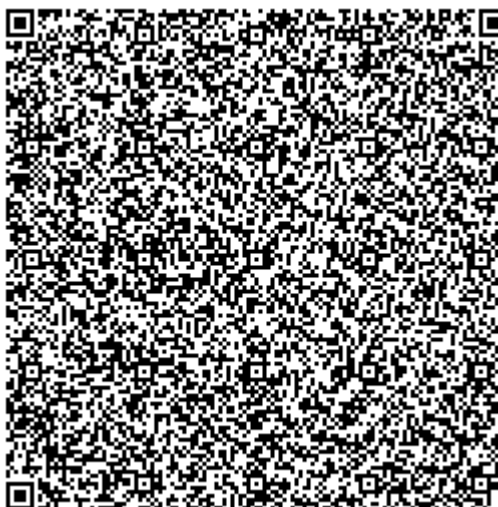
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» февраля 2023 г. № 357

Регистрационный № 88275-23

Лист № 1
Всего листов 4

ПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы напряжения выполнены в виде опорной конструкции. Корпус трансформаторов напряжения изготовлен из эпоксидного компаунда, который одновременно является главной изоляцией и обеспечивает защиту обмоток от механических и климатических воздействий.

Выходы первичной обмотки «А», «Х» расположены на верхней части трансформатора напряжения. Выводы вторичных обмоток «а», «х» размещены в нижней части трансформатора напряжения на клеммной колодке.

Трансформаторы напряжения укомплектованы прозрачной пластмассовой крышкой, которая предусматривает возможность пломбирования выводов измерительной обмотки для защиты от несанкционированного доступа.

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока.

К настоящему типу средств измерений относятся трансформаторы напряжения следующих модификаций НОЛ-СЭЩ-6-2 У2 и НОЛ-СЭЩ-10-2 У2, которые отличаются друг от друга значениями номинального напряжения первичной обмотки.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения модификации НОЛ-СЭЩ-6-2 У2 зав. № 02198-10, 02199-10, 02200-10, модификации НОЛ-СЭЩ-10-2 У2 зав. № 01506-10, 01507-10, 01508-10, 01518-10, 01519-10, 01520-10, 01530-10, 01531-10, 01532-10, 01533-10, 01534-10, 01535-10, 02023-10, 02024-10, 02025-10.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

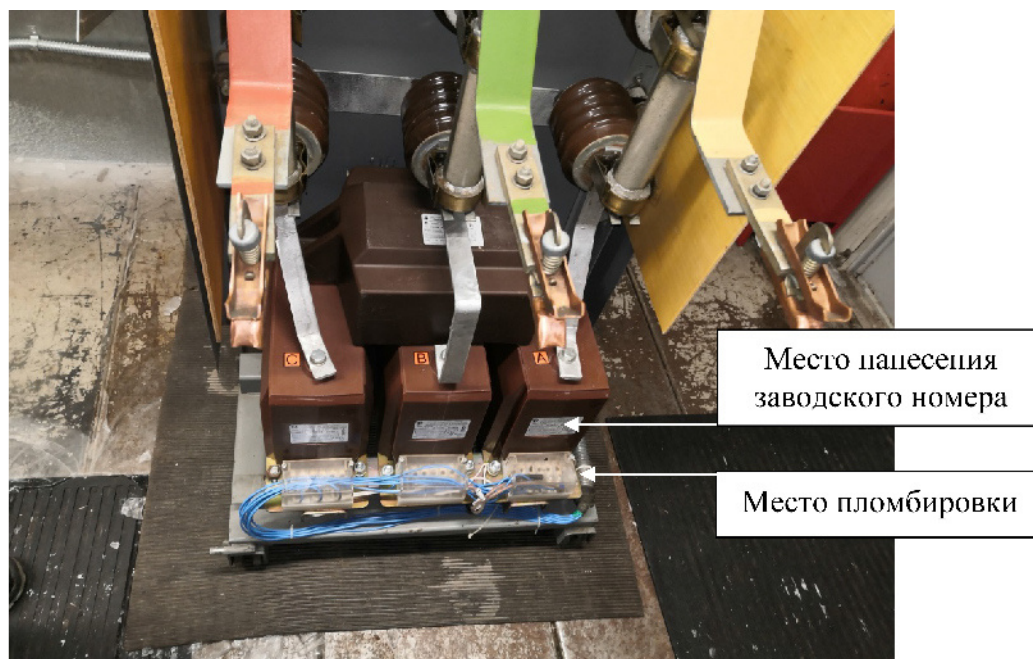


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1.1 – Метрологические характеристики НОЛ-СЭЩ-6-2 У2

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	02198-10, 02199-10, 02200-10	
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	6/ $\sqrt{3}$	
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	100/ $\sqrt{3}$	
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50	
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5	
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	30	

Таблица 1.2 – Метрологические характеристики НОЛ-СЭЩ-10-2 У2

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	01506-10, 01507-10, 01508-10, 01518-10, 01519-10, 01520-10, 01530-10, 01531-10, 01532-10, 01533-10, 01534-10, 01535-10	02023-10, 02024-10, 02025-10
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	10/ $\sqrt{3}$	10/ $\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	100/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5	0,5
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	30	75

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта трансформатора напряжения типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы напряжения не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-6-2 У2; НОЛ-СЭЩ-10-2 У2	1 шт.
Паспорт	НОЛ-СЭЩ-6-2 У2; НОЛ-СЭЩ-10-2 У2	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3453 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Русский трансформатор»
(ООО «Русский трансформатор»)
Адрес: 443022, г. Самара, Заводское ш., д. 11
Телефон: +7 (846) 276-39-81
Факс: +7 (846) 276-26-87

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Русский трансформатор»
(ООО «Русский трансформатор»)
Адрес: 443022, г. Самара, Заводское ш., д. 11
Телефон: +7 (846) 276-39-81
Факс: +7 (846) 276-26-87

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-т, д. 31

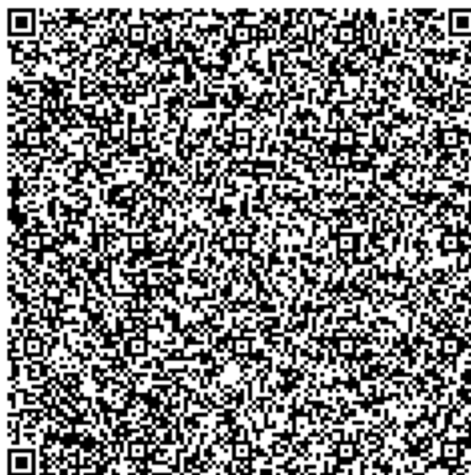
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» февраля 2023 г. № 357

Регистрационный № 88276-23

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приемники – компараторы ЧК7-56А

Назначение средства измерений

Приемники – компараторы ЧК7-56А (далее – ЧК7-56А) предназначены для измерения отклонения частоты высокостабильных кварцевых или квантовых генераторов по отношению к частоте сигналов времени, передаваемых ГНСС ГЛОНАСС и GPS, а также для использования в качестве источника сигналов высокостабильной частоты и шкалы времени, синхронизируемых по сигналам ГНСС ГЛОНАСС и GPS.

Описание средства измерений

Принцип действия ЧК7-56А основан на измерении приращения (набега) разности фаз во временной области сигналов собственной шкалы времени (далее – ШВ), формируемой из опорной частоты встроенного генератора (далее – ОГ) или внешнего генератора (далее – ВГ), и ШВ, формируемой ЧК7-56 по результатам приема и обработки сигналов ГНСС ГЛОНАСС/GPS. Данные сравнения ШВ используются для определения относительной погрешности по частоте внешнего ВГ или встроенного ОГ в подрежиме «ПРИЕМНИК-КОМПАРАТОР» или автоматической синхронизации частоты и ШВ встроенного ОГ в подрежиме «СТАНДАРТ ЧАСТОТЫ».

Конструктивно ЧК7-56А состоит из приемного модуля сигналов ГНСС, опорного рубидиевого генератора, процессора, блока питания, устройства клавиатуры и индикации, устройства формирователя частот, устройства усилителей – разветвителей, устройства управления, устройства формирования ШВ, устройства преобразователя частоты и устройства стабилизации напряжения, выполненных в корпусе бесфутлярной конструкции. Прилагается комплект антенный, состоящий из приемной антенны сигналов ГНСС, крепежной штанги и антенного кабеля.

Общий вид ЧК7-56А представлен на рисунке 1.

Пломбировка от несанкционированного доступа производится в виде контрольного клейма нанесенного на пломбировочной мастике в чашечке винта крепления верхней и нижней панелей прибора. Знак утверждения типа наносится на переднюю панель ЧК7-56А технологическим способом. Заводской номер наносится на заднюю панель ЧК7-56А способом шелкографии, обеспечивающим сохранность номера, возможность прочтения и идентификацию каждого экземпляра в процессе эксплуатации. Знак поверки наносится на переднюю панель корпуса технологическим способом. Места пломбировки, нанесения знака утверждения типа, нанесения заводского номера и знака поверки представлены на рисунке 2.



а) вид передней панели;



б) вид задней панели;



в) комплект антенный

Рисунок 1 – Общий вид ЧК7-56А

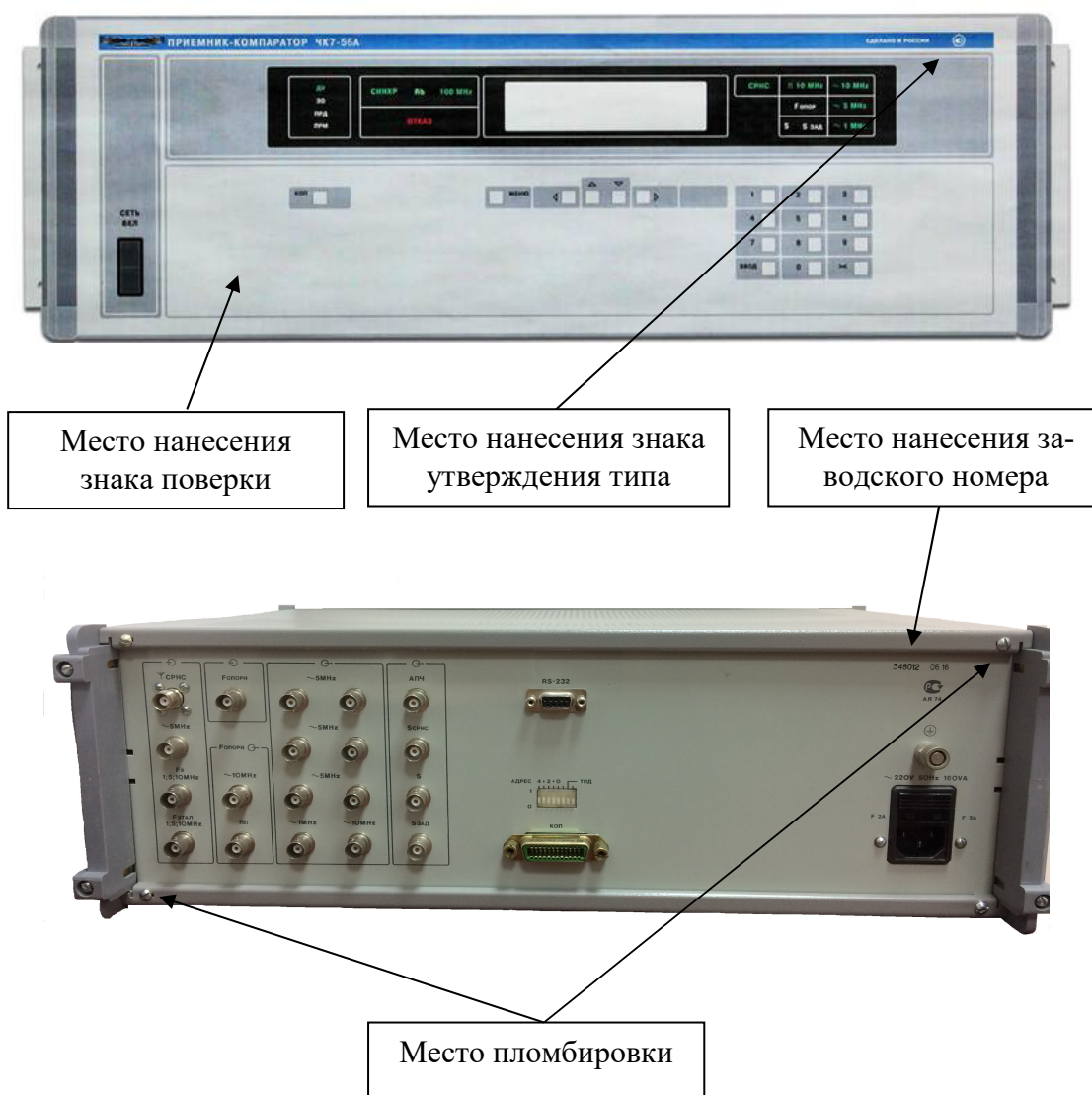


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее ПО) приемников – компараторов ЧК7-56А встроенное.

ПО обеспечивает обработку сигналов от ГНСС космических аппаратов с целью определения отклонения частоты внешних высокостабильных кварцевых или квантовых генераторов по отношению к частоте сигналов времени ГНСС ГЛОНАСС и GPS, а также для синхронизации опорного генератора по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS и формирования сигналов частотой 1 Гц и 1, 5, 10 МГц.

Прибор обеспечивает программирование режимов работы и выдачу измерительной информации в КОП в соответствии с ГОСТ 26.003.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	chk7-56a.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2017.0.1
Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	1DOA678F*
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32
* Примечание: в случае, если ПО обновлено и номер версии ПО больше указанного, то значение цифрового идентификатора метрологически значимой части ПО необходимо уточнять в формуляре ЧК7-56А	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики		Значение	
Подрежим работы «Стандарт частоты»			
Номинальные значения частот выходных синусоидальных сигналов, МГц		1, 5, 10	
Среднее квадратическое значение напряжения выходных сигналов 1, 5, 10 МГц на нагрузке (50±5) Ом, В		от 0,5 до 1,2	
Пределы допускаемой относительной погрешности по частоте через 8 часов после включения		±2,0·10 ⁻¹²	
Предел допускаемого среднего квадратического относительного двух-выборочного отклонения результатов измерений частоты выходных сигналов через 2 часа после включения при интервале времени измерения: - 1 с - 10 с - 100 с	1, 10 МГц	5 МГц	
	1,5·10 ⁻¹¹	5,0·10 ⁻¹¹	
	6,0·10 ⁻¹²	1,0·10 ⁻¹¹	
	3,0·10 ⁻¹²	3,0·10 ⁻¹²	
Параметры выходного импульсного сигнала 1 Гц: - частота следования, Гц - полярность - амплитуда сигнала на нагрузке (50±5) Ом, В, не менее - длительность импульса, мкс - длительность переднего фронта импульса, нс, не более		1,0 положительная 2,0 от 10 до 30 5	
Границы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации формируемой шкалы времени относительно шкалы времени UTC(SU) (при доверительной вероятности 0,67) в режиме синхронизации по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS, нс		±50	

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Подрежим работы «Приёмник- компаратор»	
Среднее квадратическое значение напряжения сигналов 5 и 10 МГц, подаваемых на вход на нагрузке (50±5) Ом, В	от 0,5 до 1,2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений относительной разности частот сигналов 5 и 10 МГц за время измерения 24 ч при относительной разности частот сравниваемых сигналов не более $\pm 2,0 \cdot 10^{-6}$	$\pm 1,0 \cdot 10^{-12}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений относительной разности частот сигналов 5 и 10 МГц за время измерения 10 с при относительной разности частот сравниваемых сигналов не более $\pm 2,0 \cdot 10^{-6}$	$\pm 0,1 \cdot 10^{-6}$
Подрежим работы «Частотный компаратор»	
Среднее квадратическое значение напряжения сигналов 1, 5 и 10 МГц, подаваемых на вход на нагрузке (50±5) Ом, В	от 0,5 до 1,2
Предел допускаемого среднего квадратического относительного отклонения результатов измерений частоты, вносимого прибором, при интервале времени измерения, не более: – для частоты сигнала 1 МГц: 1 с $3,0 \cdot 10^{-11}$ 10 с $3,0 \cdot 10^{-12}$ 100 с $1,0 \cdot 10^{-12}$ – для частоты сигнала 5, 10 МГц 1 с $1,0 \cdot 10^{-11}$ 10 с $1,0 \cdot 10^{-12}$ 100 с $1,0 \cdot 10^{-12}$	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха при температуре 25 °С, % - атмосферное давление, кПа	от 5 до 40 от 50 до 80 от 84 до 106
Напряжение питания переменного тока, В	от 198 до 242
Частота напряжения питания переменного тока, Гц	от 49,6 до 50,4
Потребляемая мощность при питании, В·А, не более - в режиме прогрева - в нормальных условиях	160 120

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более	
- длина	340
- ширина	480
- высота	160
Масса, кг, не более	12,5

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации, формуляр и на переднюю панель ЧК7-56А технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность ЧК7-56А

Наименование	Обозначение	Количество
Приемник – компаратор	ЧК7-56А	1 шт.
Комплект комбинированный	ИЛГШ.411918.020	1 компл.
Комплект антенный	ЯНТИ.411911.026	1 компл.
Формуляр	ЯНТИ.411146.045ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ЯНТИ.411146.045РЭ	1 экз.
Методика поверки		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Приемник – компаратор ЧК7-56А. Руководство по эксплуатации. ЯНТИ.411146.045РЭ», раздел 7 «Порядок работы».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Технические условия ЯНТИ.411146.045ТУ. «Приемник – компаратор ЧК7-56А».

Правообладатель

Акционерное общество «Нижегородское научно-производственное объединение имени М.В. Фрунзе» (АО «ННПО им. М.В. Фрунзе»)

ИНН 5261077695

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, пр. Гагарина, д. 174

Телефон: +7 (831) 466-40-94

Факс: +7 (831) 466-55-62

E-mail: mail@nzif.ru

Web-сайт: www.nzif.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Нижегородское научно-производственное объединение имени М.В. Фрунзе» (АО «ННПО им. М.В. Фрунзе»)
ИНН 5261077695

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, пр. Гагарина, д. 174

Телефон: +7 (831) 466-40-94

Факс: +7 (831) 466-55-62

E-mail: mail@nzif.ru

Web-сайт: www.nzif.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)

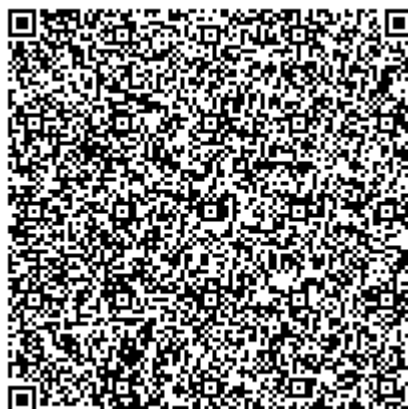
Адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, р.п. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Телефон (факс): +7 (495) 526-63-00

E-mail: office@vniiftri.ru

Web-сайт: www.vniiftri.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» февраля 2023 г. № 357

Регистрационный № 88277-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Дозатор весовой автоматический дискретного действия S-DOS-F/BL/600/400

Назначение средства измерений

Дозатор весовой автоматический дискретного действия S-DOS-F/BL/600/400 (далее — средство измерений) предназначены для измерений массы (дозирования жидких нефтепродуктов).

Описание средства измерений

Принцип действия средства измерений основан на использовании гравитационного притяжения. Сила тяжести объекта измерений (материала) вызывает деформацию чувствительного элемента средства измерений, которая преобразуется им в аналоговый электрический сигнал, пропорциональный массе объекта измерений. Этот сигнал подвергается аналого-цифровому преобразованию, математической обработке электронными устройствами средства измерений с дальнейшим определением значения массы объекта измерений.

В зависимости от значения массы в соответствии с предварительно заданной программой осуществляется управление питателем для формирования дозы материала.

Результаты измерений отображаются в визуальной форме на дисплее средства измерений и/или передаются в виде цифрового электрического сигнала через цифровой интерфейс связи.

Терминология и обозначения метрологических характеристик приведены в соответствии с ГОСТ 8.610–2012.

Средство измерений представляет собой автоматический весовой дозатор дискретного действия для дозирования жидких нефтепродуктов, конструктивно состоит из основных частей, указанных далее.

Узел взвешивания представляет собой весы неавтоматического действия, включает в себя:

- грузоприемное устройство (далее – ГПУ) в виде платформы, опирающейся на четыре тензорезисторных весоизмерительных датчика (далее – датчики);
- устройство обработки аналоговых данных (далее — УОАД) Bizerba D-72301, изготовитель «Bizerba SE & Co. KG», Германия, осуществляющий аналого-цифровое преобразование сигналов датчиков, их обработку и определение измеренного значения массы, управление процессом автоматического дозирования, в том числе устройствами регулирования скорости подачи материала, а также периферийными устройствами;
- контроллер программируемый логический (далее — ПЛК) SIMATIC S7-300, выполняющий функции контроля и управления процессом автоматического дозирования с панелью оператора SIMATIC HMI, оснащенной сенсорным дисплеем, совмещающим функции показывающего устройства и клавиатуры управления средством измерений и дублирующее показания измерений УОАД;

– питатель: разливочная машина с выдвижным штоком, оборудованным регулировочной и запорной арматурой.

ГПУ, УОАД и ПЛК составляют узел взвешивания, предоставляющий измерительную информацию о массе.

Узел взвешивания встроен в автоматическую линию розлива, которая включает в себя:

- входной роликовый конвейер;
- электропневматическое устройство подачи канистр с входного конвейера одновременно на два грузоприемных устройства, а также их подачи на выходной конвейер после завершения выдачи доз;
- выходной конвейер, оснащенный устройством закупоривания канистр.

Электронные приборы узлов взвешивания, а также устройства электрического питания и коммутации помещены в коммутационный шкаф. Показывающие устройства (сенсорный дисплей для отображения результатов взвешивания) органы управления средством измерений размещены на стенке коммутационного шкафа.

К средствам измерений данного типа относится дозатор весовой автоматический дискретного действия S-DOS-F/BL/600/400 с заводским номером 10869481.

Маркировочная табличка средства измерений выполнена в виде наклейки, разрушаемой при снятии, крепится на переднюю часть коммутационного шкафа и содержит следующие основные данные:

- торговая марка изготовителя или его полное наименование;
- обозначение типа;
- заводской (серийный) номер (в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр);
- дата изготовления (месяц-год);
- диапазон температур;
- напряжение питания (весоизмерительного прибора, устройств управления);
- номинальная максимальная доза;
- номинальная минимальная доза;
- максимальная нагрузка;
- минимальная нагрузка;
- цена деления шкалы;
- диапазон выборки массы тары.



Рисунок 1 – Общий вид средства измерений

Схема пломбировки для защиты от несанкционированного доступа представлены на рисунке 2.

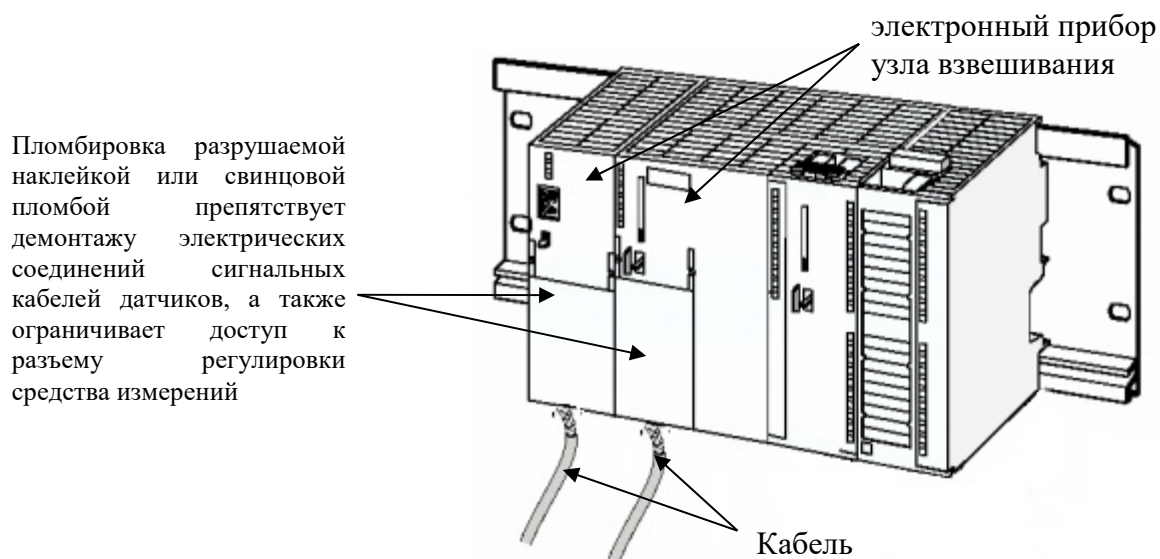


Рисунок 2 — Схема пломбировки электронных приборов средства измерений.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее — ПО) средства измерений имеет метрологически значимую и метрологически незначимую (функциональную) части.

Метрологически значимая часть ПО является встроенной, хранится в энергонезависимом запоминающем устройстве УОАД.

Для защиты от несанкционированного доступа к метрологически значимой части ПО используется ограничение доступа с помощью пароля. Кроме того, изменение ПО без применения специализированных средств изготовителя невозможно.

Функциональная часть ПО является встроенной, хранится в энергонезависимом запоминающем устройстве ПЛК.

Защита от несанкционированного доступа к настройкам и данным измерений обеспечивается невозможностью изменения функционального ПО без применения специализированного оборудования изготовителя, а также без изменения его идентификационных данных.

Для защиты от несанкционированного доступа к параметрам регулировки и измерительной информации используется разграничение прав доступа к параметрам регулировки и настройки с использованием пароля.

Изменение ПО через интерфейс пользователя невозможно.

Идентификационные данные ПО УОАД доступны для просмотра при включении средства измерения, идентификационные данные функционального ПО отображаются на дисплее при работе средства измерений.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» по Р 50.2.077–2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО УОАД	функциональное ПО
Идентификационное наименование ПО	—	St-Soft
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V1.01	не ниже V 1.01
Цифровой идентификатор ПО	—	55F5B3A0

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Наибольший предел, Max, кг	60
Наименьший предел взвешивания, Min, кг	0,4
Цена деления шкалы d , кг	0,02
Значение номинальной минимальной дозы Minfill, кг	16
Значение номинальной максимальной дозы Maxfill, кг	21
Пределы допускаемой относительной погрешности взвешивания в статическом режиме (Ref (1)), % от измеренного значения	0,25
Предел допускаемого отклонение измеренной дозы, от среднего значения, (X(1)), %: – при поверке – в эксплуатации	0,8 1

Таблица 3 — Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность, %	от +15 до +30 до 55
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока (номинальное), В – частота переменного тока, Гц	от 187 до 242 50±1
Габаритные размеры средства измерений, мм, не более – высота – ширина – длина	4000 1500 11000

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, расположенную на переднюю часть коммутационного шкафа, а также на титульный лист эксплуатационной документации способом типографской печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 — Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Дозатор весовой автоматический дискретного действия S-DOS-F/BL/600/400	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Руководство оператора или руководства электронных устройств	—	1 комп.
ГСИ. Дозатор весовой автоматический дискретного действия S-DOS-F/BL/600/400. Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 «Принцип действия дозатора» документа «Руководство по эксплуатации»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 4 июля 2022 г. № 1622 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы»;

Техническая документация изготовителя.

Правообладатель

«GREIF-VELOX Maschinenfabrik GmbH», Германия

Адрес: Kronsdorfer Landstrasse 177 D-23560, Lübeck, Germany

Телефон (факс): +49 (0) 451/5303–0, +49(0) 451/5303–233

Адрес в Интернет: www.greif-velox.de

Адрес электронной почты: webmaster@greif-velox.de

Изготовитель

«GREIF-VELOX Maschinenfabrik GmbH», Германия

Адрес: Kronsdorfer Landstrasse 177 D-23560, Lübeck, Germany

Телефон (факс): +49 (0) 451/5303–0, +49(0) 451/5303–233

Адрес в Интернет: www.greif-velox.de

Адрес электронной почты: webmaster@greif-velox.de

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

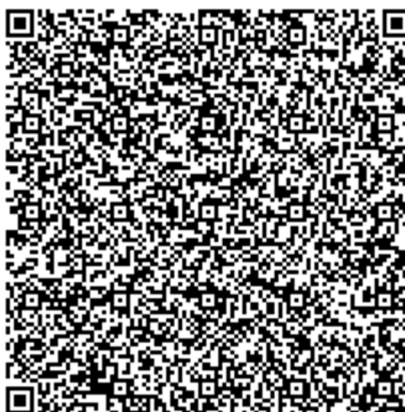
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон/факс: (495) 437-55-77 / 437-56-66

Адрес в Интернет: www.vniims.ru;

Адрес электронной почты: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» февраля 2023 г. № 357

Регистрационный № 88278-23

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 544 АО «Самотлорнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 544 АО «Самотлорнефтегаз» (далее - СИКН) предназначена для измерения массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с помощью преобразователей объемного расхода. Выходные электрические сигналы преобразователей объемного расхода, температуры, давления и поточных плотнo-мера и влагомера поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты. Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта. В состав СИКН входят:

- 1) блок измерительных линий (БИЛ).
- 2) блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для измерения показателей качества нефти.
- 3) система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.
- 4) блок коллекторов входа и выхода (далее – БКВиВ);
- 5) блок фильтров (далее – БФ);
- 6) блок поверочной установки (далее – ПУ), предназначенный для проведения поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода.

Состав СИКН с измерительными компонентами представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Блок измерительных линий	
Преобразователи расхода жидкости турбинные с Ду 16 ... 500 мм Heliflu TZ-N, мод. T-ZN 150-600	15427-01
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01 22257-05 22257-11
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13 69487-17
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Преобразователи давления измерительные 3051S мод. 3051S2TG	66525-17
Преобразователи давления измерительные 3051TG	14061-10 14061-15
Преобразователи давления измерительные 2088	16825-02 16825-08
Блок измерения показателей качества нефти	
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, мод УДВН-1пм	14557-05 14557-10 14557-15
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-01 15644-06 52638-13
Преобразователи плотности и расхода CDM, мод. CMD 100 P	63515-16
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01 22257-05 22257-11
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13 69487-17
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Преобразователи давления измерительные 3051S мод. 3051S2TG	66525-17
Преобразователи давления измерительные 3051TG	14061-10 14061-15
Преобразователи давления измерительные 2088	16825-02 16825-08
Ротаметры Н 250	19712-02
	48092-11

Продолжение таблицы 1

1	2
Блок коллекторов входа и выхода	
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01 22257-05 22257-11
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13 69487-17
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Преобразователи давления измерительные 3051S мод. 3051S2TG	66525-17
Преобразователи давления измерительные 3051TG	14061-10 14061-15
Преобразователи давления измерительные 2088	16825-02 16825-08
Блок фильтров	
Преобразователи давления измерительные 3051S мод. 3051S2CD	66525-17
Система обработки информации	
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07	53852-13
Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе платформы Logix D, мод. ControlLogix серия 1756	64136-16
Приемники временной синхронизации NVS-GNSS-MTA	63278-16
Блок поверочной установки	
Установки поверочные СР	27778-15
Установки поверочные ВСП-М	18099-99
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01 22257-05 22257-11
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13 69487-17
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Датчики температуры Rosemount 3144P	63889-16
Преобразователи давления измерительные 3051S мод. 3051S2TG	66525-17
Преобразователи давления измерительные 3051TG	14061-10 14061-15
Преобразователи давления измерительные 2088	16825-02 16825-08

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объема, объемного расхода и массы нефти;
- автоматическое измерение плотности и объемной доли воды;
- автоматическое измерение давления и температуры нефти;

- автоматизированное вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в аккредитованной испытательной химико-аналитической лаборатории;
- проведение контроля метрологических характеристик и поверки преобразователей расхода с применением поверочной установки;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемой среды, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Место расположения системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 544 АО «Самотлорнефтегаз», заводской номер 01: ЦПСН-2 АО «Самотлорнефтегаз». Пломбирование средств измерений, находящихся в составе системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 544 АО «Самотлорнефтегаз» осуществляется согласно требований их описаний типа и/или МИ 3002-2006. Заводской номер указан в инструкции по эксплуатации. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение СИКН представлено встроенным прикладным ПО комплекса измерительно-вычислительного и АРМ оператора.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК «ИМЦ-07»	ПЕТРОЛСОФТ	
Идентификационное наименование ПО	EMC07.Metrology.dll	SIKN.dll	TPULibrary.dll
Номер версии ПО	PX.7000.01.08	1.0.1.0	1.0.2.0
Цифровой идентификатор ПО	6CFE8968	F9D0A57E58B6B7E0 BD899755CC2731C3	CF2C7990373DAC7C 97FD9485B844F4D1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	MD5	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 240 до 3360
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения: – массы брутто нефти, % – массы нетто нефти, %	± 0,25 ± 0,35

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	9 (6 рабочих, 3 резервные)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление в измерительной линии, МПа – плотность при температуре 20 °С, кг/м ³ – массовая доля воды в нефти, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	от +10 до +40 от 0,2 до 1,6 от 770 до 890 0,5 0,05 100
Режим работы	непрерывный
Режим работы ПУ	периодический
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С	от +15 до +25
Параметры электрического питания: – напряжение питания переменного тока, В трехфазное однофазное – частота переменного тока, Гц	от 323 до 418 от 187 до 242 от 49 до 51

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 544 АО «Самотлорнефтегаз»		1 экз.
Инструкция АО «Самотлорнефтегаз» по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 544 АО «Самотлорнефтегаз»		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 544 АО «Самотлорнефтегаз», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1707/01.00248-2014/2022 от 31.08.2022 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Самотлорнефтегаз» (АО «Самотлорнефтегаз»)

ИНН 8603089934

Адрес: 628606, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск, ул. Ленина, д. 4

Телефон (3466) 62-20-24

Факс (3466) 62-21-99

E-mail: office@smn.rosneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Самотлорнефтегаз» (АО «Самотлорнефтегаз»)

ИНН 8603089934

Адрес: 628606, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск, ул. Ленина, д. 4

Телефон (3466) 62-20-24

Факс (3466) 62-21-99

E-mail: office@smn.rosneft.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе-Югре, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

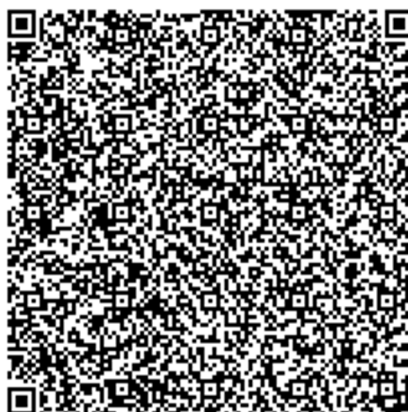
Тел. (3452) 20-62-95

Факс (3452) 28-00-84

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

E-mail: mail@csm72.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» февраля 2023 г. № 357

Регистрационный № 88279-23

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 578
АО «Самотлорнефтегаз»**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 578 АО «Самотлорнефтегаз» (далее - СИКН) предназначена для измерения массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с помощью преобразователей объемного расхода. Выходные электрические сигналы преобразователей объемного расхода, температуры, давления и поточных плотномера и влагомера поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты. Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта. В состав СИКН входят:

- 1) Блок измерительных линий (БИЛ).
- 2) Блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для измерения показателей качества нефти.
- 3) Система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.
- 4) Блок поверочной установки (далее – ПУ), предназначенный для проведения поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода.
- 5) Блок коллекторов входа и выхода (далее – БКВиВ);
- 6) Блок фильтров (далее – БФ).

Состав СИКН представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Блок измерительных линий	
Преобразователи расхода жидкости турбинные с Ду 16 ... 500 мм, мод. TZ-N 150-600	15427-01
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01 22257-05 22257-11
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13 69487-17
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Преобразователи давления измерительные 3051S мод. 3051S2TG	66525-17
Преобразователи давления измерительные 3051TG	14061-10 14061-15
Преобразователи давления измерительные 2088	16825-02 16825-08
Блок измерения показателей качества нефти	
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05 14557-10 14557-15
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-01 15644-06 52638-13
Преобразователи плотности и расхода CDM, мод. CMD 100 P	63515-16
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01 22257-05 22257-11
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13 69487-17
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Преобразователи давления измерительные 3051S мод. 3051S2TG	66525-17
Преобразователи давления измерительные 3051TG	14061-10 14061-15
Преобразователи давления измерительные 2088	16825-02 16825-08
Ротаметры H250	19712-02 48092-11
Система обработки информации	
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07	53852-13

Продолжение таблицы 1

1	2
Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе платформы Logix D, мод. ControlLogix серия 1756	64136-16
Приемники временной синхронизации NVS-GNSS-MTA	63278-16
Блок коллекторов входа и выхода	
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01 22257-05 22257-11
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13 69487-17
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Преобразователи давления измерительные 3051S мод. 3051S2TG	66525-17
Преобразователи давления измерительные 3051TG	14061-10 14061-15
Преобразователи давления измерительные 2088	16825-02 16825-08
Блок фильтров	
Преобразователи давления измерительные мод. 3051S2CD	66525-17
Блок поверочной установки	
Установки поверочные СР	27778-15
Установки поверочные ВСП-М	18099-99
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01 22257-05 22257-11
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13 69487-17
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Датчики температуры Rosemount 3144P	63889-16
Преобразователи давления измерительные 3051S мод. 3051S2TG	66525-17
Преобразователи давления измерительные 3051TG	14061-10 14061-15
Преобразователи давления измерительные 2088	16825-02 16825-08

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объема, объемного расхода и массы нефти;
- автоматическое измерение плотности и объемной доли воды;
- автоматическое измерение давления и температуры нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в аккредитованной испытательной химико-аналитической лаборатории;
- проведение контроля метрологических характеристик и поверки ТПР с применением ПУ;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

- автоматический контроль параметров измеряемой среды, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Место расположения системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 578 АО «Самотлорнефтегаз», заводской номер 01: ЦПСН-2 АО «Самотлорнефтегаз». Пломбирование средств измерений, находящихся в составе системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 578 АО «Самотлорнефтегаз» осуществляется согласно требований их описаний типа и/или МИ 3002-2006. Заводской номер указан в инструкции по эксплуатации. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКН представлено встроенным прикладным ПО комплекса измерительно-вычислительного и АРМ оператора СИКН.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК «ИМЦ-07»	ПЕТРОЛСОФТ	
Идентификационное наименование ПО	EMC07.Metrology.dll	SIKN.dll	TPULibrary.dll
Номер версии ПО	PX.7000.01.08	1.0.1.0	1.0.2.0
Цифровой идентификатор ПО	6CFE8968	F9D0A57E58B6B7E0 BD899755CC2731C3	CF2C7990373DAC7C 97FD9485B844F4D1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	MD5	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 200 до 1530
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения: – массы брутто нефти, % – массы нетто нефти, %	$\pm 0,25$ $\pm 0,35$

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	4 (3 рабочих, 1 резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление в измерительной линии, МПа – плотность при температуре 20 °С, кг/м ³ – массовая доля воды в нефти, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	 от +10 до +40 от 0,2 до 1,6 от 770 до 890 0,5 0,05 100
Режим работы	непрерывный
Режим работы ПУ	периодический
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С	 от +15 до +25
Параметры электрического питания: – напряжение питания переменного тока, В трехфазное однофазное – частота переменного тока, Гц	 от 323 до 418 от 187 до 242 от 49 до 51

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 578 АО «Самотлорнефтегаз»		1 экз.
Инструкция АО «Самотлорнефтегаз» по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 578 АО «Самотлорнефтегаз»		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Масса нефти. Методика измерений системой количества и показателей качества нефти (СИКН) № 578 АО «Самотлорнефтегаз», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1708/01.00248-2014/2022 от 31.08.2022.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Самотлорнефтегаз» (АО «Самотлорнефтегаз»)

ИНН 8603089934

Адрес: 628606, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск, ул. Ленина, д. 4

Телефон (3466) 62-20-24

Факс (3466) 62-21-99

E-mail: office@smn.rosneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Самотлорнефтегаз» (АО «Самотлорнефтегаз»)

ИНН 8603089934

Адрес: 628606, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск, ул. Ленина, д. 4

Телефон (3466) 62-20-24

Факс (3466) 62-21-99

E-mail: office@smn.rosneft.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе-Югре, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

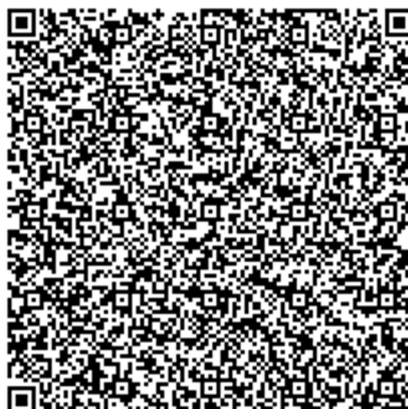
Тел. (3452) 20-62-95

Факс (3452) 28-00-84

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

E-mail: mail@csm72.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» февраля 2023 г. № 357

Регистрационный № 88280-23

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Теплосчетчики ТСК-ПРЭМ

Назначение средства измерений

Теплосчетчики ТСК-ПРЭМ предназначены для измерений и регистрации параметров: тепловой энергии, тепловой мощности, объема, массы, объемного расхода, температуры, разности температур, избыточного давления теплоносителя в открытых и закрытых водяных системах теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения, а также измерений температуры окружающего воздуха и интервалов времени.

Описание средства измерений

Принцип действия теплосчетчиков ТСК-ПРЭМ (далее по тексту - теплосчетчики) основан на преобразовании тепловычислителем сигналов, поступающих от измерительных преобразователей, в информацию об измеряемых параметрах с последующим вычислением, на основании известных зависимостей, количества тепловой энергии, теплоносителя и других измеряемых сред, а также отображении и архивировании измерительной информации.

Конструктивно теплосчетчик состоит из совокупности измерительных, связующих, вычислительных компонентов, образующих измерительные каналы (далее по тексту - ИК), функционирующих как единое целое. В состав теплосчетчика входят ИК: объемного расхода; объема; температуры теплоносителя; избыточного давления теплоносителя; температуры окружающего воздуха, массы теплоносителя, разности температуры теплоносителя; тепловой энергии; тепловой мощности.

ИК состоят из первичной части, включающей в себя первичные измерительные преобразователи, указаны в таблицах 1 – 4, для измерений объема холодной и горячей воды дополнительно могут применяться счетчики объема горячей и холодной воды, формирующие выходной сигнал посредством магнитоуправляемого контакта (геркона), типы которых приведены в таблице 4, и вторичной части измерительного канала, указанной в таблице 5.

Теплосчетчики выпускаются в двух модификациях, отличающихся между собой типом преобразователей объемного расхода, в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1 – Типы преобразователей объемного расхода, применяемых в составе теплосчетчиков

Модификация	Наименование и тип СИ	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде
ТСК-ПРЭМ-01	Преобразователи расхода электромагнитные ПРЭМ	76327-19
ТСК-ПРЭМ-02	Преобразователи расхода электромагнитные МастерФлоу	73383-18

Таблица 2 –Типы преобразователей и датчиков давления, применяемых в составе теплосчетчиков

Наименование и тип СИ	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде
Преобразователи давления измерительные СДВ	28313-04, 28313-09, 28313-11
Преобразователи давления измерительные НТ	26817-04, 26817-08, 26817-13, 26817-17, 26817-18
Датчики избыточного давления с электрическим выходным сигналом ДДМ-03Т-ДИ	55928-13
Датчики давления ИД	26818-04, 26818-09, 26818-15, 26818-20
Преобразователи давления ПДТВХ-1	43646-10

Таблица 3 –Типы средств измерений температуры и разницы температур, применяемых в составе теплосчетчиков

Наименование и тип СИ	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде
Комплекты термометров сопротивления из платины технических разностных КТПТР-01, КТПТР-03, КТПТР-06, КТПТР-07, КТПТР-08	46156-10
Комплекты термометров сопротивления КТСП-Н	38878-08
Комплекты термопреобразователей сопротивления КТСП-Н	38878-12, 38878-17
Комплекты термометров сопротивления платиновых КТС-Б	43096-09
Комплекты термопреобразователей сопротивления платиновых КТС-Б	43096-15, 43096-20
Термометры сопротивления ТЭМ-100	40592-09
Комплекты термометров сопротивления ТЭМ-110	40593-09
Термометры сопротивления из платины технические ТПТ-1, ТПТ-17, ТПТ-19, ТПТ-21, ТПТ-25Р	46155-10
Термометры сопротивления платиновые ТСП-Н	38959-08
Термопреобразователи сопротивления платиновые ТСП-Н	38959-12, 38959-17
Термопреобразователи сопротивления платиновые ТС-Б	28477-04
Термопреобразователи сопротивления ТС-Б	61801-15, 72995-18, 72995-20
Термопреобразователи сопротивления платиновые ТСП и ТСП-К	65539-16

Таблица 4 – Типы счетчиков объема холодной и горячей воды, применяемых в составе теплосчетчиков

Наименование и тип СИ	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде
1	2
Счетчики холодной и горячей воды Декаст	77560-20
Счетчики воды крыльчатые ВСХН, ВСХНд, ВСГН, ВСГНд, ВСТН (мод.: ВСГН, ВСТН)	61402-15
Счетчики холодной и горячей воды ВСХ, ВСХд, ВСГ, ВСГд, ВСТ	51794-12

Продолжение таблицы 4

1	2
Счетчики холодной и горячей воды ВМХ и ВМГ	18312-03
Счетчики холодной и горячей воды крыльчатые одноструйные ЕТ	48241-11
Счетчики холодной и горячей воды крыльчатые многоструйные М	48242-11
Счетчики холодной и горячей воды турбинные W	48422-11
Счетчики турбинные холодной и горячей воды СТВХ и СТВУ	32540-11
Счетчики холодной и горячей воды ВСКМ 90	32539-11
Счетчики холодной и горячей воды М-Т150 QN	23553-02
Счетчики холодной и горячей воды МТ50 QN, МСТ50 QN, М-Т90 QN, МТ50 QN-Т (мод.: МТ50 QN)	23554-02

Таблица 5 – Типы тепловычислителей применяемых в составе теплосчетчиков

Наименование и тип СИ	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде
Тепловычислители ТВК	67657-17
Тепловычислители ТМК-Н	80304-20
Тепловычислители СПТ940	72098-18
Тепловычислители СПТ941	29824-14
Тепловычислители СПТ 943 (мод. 943.1, 943.2)	28895-05
Тепловычислители СПТ944	64199-16
Тепловычислители СПТ961	35477-12
Тепловычислители СПТ962	64150-16
Тепловычислители СПТ963	70097-17
Тепловычислители ТВ7	67815-17
Тепловычислители ВЗЛЕТ ТСРВ (исп. ТСРВ-043; ТСРВ-024М; ТСРВ-027; ТСРВ-025; ТСРВ-042; ТСРВ-СМАРТ)	74739-19

Конкретный тип и перечень первичных преобразователей и вторичной части приводится в паспорте на теплосчетчик.

Теплосчетчики обеспечивают архивирование информации в энергонезависимой памяти. Емкость архива не менее: часового - 60 суток; суточного - 6 месяца, месячного - 3 года.

Общий вид теплосчетчиков представлен на рисунке 1. Общий вид преобразователей объемного расхода, преобразователей / датчиков давления, средств измерений температуры / разницы температур, счетчиков объема холодной и горячей воды, тепловычислителей представлен на рисунках 2 – 6. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр, теплосчетчика, в числовом формате указывается в паспорте. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Места пломбирования для защиты от несанкционированного доступа приведены в описаниях типа и эксплуатационной документации тепловычислителя и первичных преобразователей, входящих в состав теплосчетчика.



Рисунок 1 – Общий вид теплосчетчиков

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) теплосчетчика представлено ПО средств измерений утвержденного типа, входящих в состав теплосчетчика. ПО предназначено для сбора и обработки поступающих данных от средств измерений параметров теплоносителя, выполнения математической обработки результатов измерений, вычисления, хранения результатов вычислений, архивирования данных.

Идентификационные данные входящих в состав теплосчетчика средств измерений утвержденных типов, приведены в описаниях типа на них.

Уровень защиты ПО – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014

Для тепловычислителей данные ПО приведены в таблице 6 и 7.

Таблица 6 – Идентификационные данные программного обеспечения с тепловычислителями ТВ7 и СПТ

Идентификационные данные (признаки)	Значение							
	ТВ7	СПТ963	СПТ962	СПТ961	СПТ944	СПТ943	СПТ941	СПТ940
Идентификационное наименование ПО	ТВ7	–	–	–	–	–	–	–
Номер версии (идентификационный номер ПО)	ПВ 1.0	01.0.x.xx	01.0.x.xx	02	1.0.x.x.xx	2.0.x.x.xx	1.0.x.x.xx	1.0.x.x.xx
	ПВ 2.XX ¹⁾							
Цифровой идентификатор ПО	D52E	FFB3	F409	2B12	2602	815C или 6D7B	27A5	E805
	8DC2							
Алгоритм вычисления контрольной суммы цифрового идентификатора ПО	CRC -16	–	–	–	–	–	–	–

¹⁾ Последние две цифры (XX, от 0 до 99) - идентификационный номер метрологически незначимой части программного обеспечения.

Таблица 7 – Идентификационные данные программного обеспечения с тепловычислителями ВЗЛЕТ ТСРВ

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
1	2		
Идентификационное наименование ПО	ТСРВ-024М	ТСРВ-043	ТСРВ-027
Номер версии (идентификационный номер ПО) ¹⁾	от 76.30.03.29 до 76.30.03.99	от 76.30.04.05 до 76.30.50.99	от 76.40.00.13 до 76.40.20.99
Цифровой идентификатор ПО ¹⁾	—	—	—
Идентификационное наименование ПО	ТСРВ-042	ТСРВ-025	ТСРВ-СМАРТ
Номер версии (идентификационный номер ПО) ¹⁾	от 66.00.04.00 до 66.00.50.99	от 76.90.01.55 до 76.90.03.99	от 69.10.00.01 до 69.19.99.99
Цифровой идентификатор ПО ¹⁾	—	—	—
¹⁾ Номер версии (идентификационный номер) и цифровой идентификатор ПО указываются в паспорте тепловычислителя ВЗЛЕТ ТСРВ.			

Таблица 8 – Идентификационные данные программного обеспечения с тепловычислителями ТМК-Н

Идентификационные данные (признаки)	Значение					
Идентификационное наименование ПО	ТМК-Н20	ТМК-Н30	ТМК-Н60	ТМК-Н90	ТМК-Н120	ТМК-Н130
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже v1.4	не ниже v1.3	не ниже v1.0	не ниже v1.0	не ниже v2.6	не ниже v2.6
Цифровой идентификатор ПО	—	—	—	—	—	—

Таблица 9 – Идентификационные данные программного обеспечения с тепловычислителями ТВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ТВК-01	ТВК-02
Идентификационное наименование ПО	TVK-01	TVK-02
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.XX ¹⁾	1.XX ¹⁾
Цифровой идентификатор ПО	A452	DE34
¹⁾ XX - идентификатор метрологически незначимой части ПО, представленный одной или двумя цифрами от 0 до 9.		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 10 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	ТСК-ПРЭМ-01	ТСК-ПРЭМ-02
1	2	3
Диапазон измерений тепловой энергии ¹⁾ , ГДж	от 0 до 9·10 ⁸	
Диапазон измерений тепловой мощности ¹⁾ , ГДж/ч	от 0 до 10 ⁷	
Диапазон измерений объема ¹⁾ , м ³	от 0 до 9·10 ⁸	
Диапазон измерений массы ¹⁾ , т	от 0 до 9·10 ⁸	
Диапазон измерений объемного расхода ¹⁾ , м ³ /ч	от 0,01 до 10 ⁶	
Диапазон измерений температуры ¹⁾ : – теплоносителя, °С – окружающего воздуха, °С	от 1 до +180 от -50 до +130	
Диапазон измерений разности температур ¹⁾ , °С	от 2 до 175	
Диапазон измерений избыточного давления ¹⁾ , МПа	от 0,09 до 2,5	
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении тепловой мощности и тепловой энергии в закрытых системах теплоснабжения ²⁾ : – для класса 1 ³⁾ – для класса 2 ³⁾	±(2+4·Δt _н /Δt+0,01·G _В /G) ±(3+4·Δt _н /Δt+0,02·G _В /G)	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема): – для класса 1 ³⁾ (по ГОСТ Р 51649-2014), % – для класса 2 ³⁾ (по ГОСТ Р 51649-2014), % – для класса 1 ³⁾ (по ГОСТ Р ЕН 1434-1-2011), % – для класса 2 ³⁾ (по ГОСТ Р ЕН 1434-1-2011), %	±(1+0,01·G _В /G _Н), но не более ±3,5 ±(2+0,02·G _В /G _Н), но не более ±5 ±(1+0,01·G _Р /G), но не более ±3,5 ±(2+0,02·G _Р /G), но не более ±5	
Пределы допускаемой относительной погрешности теплосчетчика при измерении объемного расхода и объема: – при применении преобразователя объемного расхода с импульсным выходом, % – при применении преобразователя объемного расхода с частотным выходом, %	δ_G $\sqrt{\delta_G^2 + \delta_T^2}$	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры теплоносителя и окружающего воздуха, °С	±(0,4+0,005· t)	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур, %	±(0,5+3·Δt _н /Δt)	
Пределы допускаемой, приведенной к диапазону измерений, погрешности при измерении избыточного давления, %	±2,0	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений интервалов времени, %	±0,05	
Примечания - Значения количества теплоты (тепловой энергии) и давления могут также представляться в единицах: Гкал и кгс/см ² . - δ _G – пределы относительной погрешности преобразователя расхода при измерении объемного расхода или объема, %. - δ _T – пределы относительной погрешности тепловычислителя при измерении объемного расхода или объема, %. - t, Δt, Δt _н – значения температуры, разности температур в подающем и обратном трубопроводе и наименьшее значение разности температур, измеряемые		

теплосчетчиком, °С.		
Продолжение таблицы 10		
1	2	3
- G – значение измеряемого расхода теплоносителя, м³/ч. - G_в – верхний предел измерения расхода теплоносителя, м³/ч. - G_н – нижний предел измерения расхода теплоносителя, м³/ч. - G_р – максимальное значение расхода, при котором теплосчетчик функционирует непрерывно без превышения максимально допускаемой погрешности, м³/ч. ¹⁾ Указан максимальный диапазон измерений и измеряемых параметров, зависящий от комплекта поставки теплосчетчика, для конкретной комплектации в паспорте указывается поддиапазон измерений. ²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении тепловой мощности и тепловой энергии в открытых системах теплоснабжения определяются в соответствии с ГОСТ Р 8.728-2010. ³⁾ Класс в соответствии с приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 17 марта 2014 г. № 99/пр «Об утверждении Методики осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя», ГОСТ Р 51649-2014, ГОСТ Р ЕН 1434-1-2011.		

Таблица 11 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	ТСК-ПРЭМ-01	ТСК-ПРЭМ-02
1	2	3
Параметры электрического питания преобразователей расхода: – напряжение постоянного тока, В	от 8 до 30	12±0,36
Условия эксплуатации преобразователей расхода: – температура окружающего воздуха, °С – температура измеряемой среды, °С – избыточное давление измеряемой среды, МПа, не более – атмосферное давление, кПа – относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	от -30 до +70 от 0 до +150 1,6 или 2,5 от 84,0 до 106,7 95	от -10 до +50 от +0,5 до +150 95
Условия эксплуатации ТС, комплектов ТС: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность окружающего воздуха при температуре +35 °С, %, не более	от -50 до +50 95	
Параметры электрического питания датчиков, преобразователей давления ¹⁾ : – напряжение постоянного тока, В	от 3 до 30	
Условия эксплуатации датчиков, преобразователей давления: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность окружающего воздуха при температуре +35 °С, %, не более	от -40 до +70 95	

Продолжение таблицы 11

1	2	3
Условия эксплуатации счетчиков воды: – температура при измерении холодной воды, °С – температура при измерении горячей воды °С	от +5 до +50 от +5 до +150	
Условия эксплуатации тепловычислителей ¹⁾ : – температура окружающего воздуха, °С для ВЗЛЕТ ТСПВ, ТМК-Н – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность окружающего воздуха при температуре +35 °С, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +5 до +50 от -10 до +50 95 от 84,0 до 106,7	
Параметры электрического питания тепловычислителей ¹⁾ : – напряжение постоянного тока, В – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, В	от 3,6 до 36,0 от 187 до 242 от 49 до 51	
Средняя наработка на отказ, ч	50000	
Средний срок службы, лет	12	
¹⁾ Указан максимальный диапазон, зависящий от комплекта поставки теплосчетчика.		

Знак утверждения типа

на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорт теплосчетчика типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 12 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Теплосчетчик ¹⁾	ТСК-ПРЭМ-01 или ТСК-ПРЭМ-02	1 шт.
Паспорт	ТНРВ.400880.112 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации ²⁾	ТНРВ.400880.112 РЭ	–
Комплект эксплуатационных документов на составные части	–	Согласно комплекту поставки составных частей
¹⁾ Модификация, модель и состав ТСК-ПРЭМ определяется заказом и указывается в паспорте. ²⁾ Электронная версия находится на сайте ООО «ИВТрейд» https://teplocom-sale.ru/		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 4.2 «Методы измерений» руководства по эксплуатации ТНРВ.400880.112 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Минстроя России от 17 марта 2014 г. № 99/пр «Об утверждении Методики осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя»;

ТР ТС 020/2011 Технический регламент таможенного союза. Электромагнитная совместимость технических средств;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости»;

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры;

ГОСТ Р 51649-2014 Теплосчетчики для водяных систем теплоснабжения. Общие технические условия;

ГОСТ Р ЕН 1434-1-2011 Теплосчетчики. Часть 1. Общие требования;

ТУ 26.51.52-112-28692086-2022 Теплосчетчики ТСК-ПРЭМ. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ИВТрейд» (ООО «ИВТрейд»)
ИНН 7842153762

Адрес: 197348, г. Санкт-Петербург, Коломяжский пр-т, д. 10, лит. АФ

Телефон: 8 800 250-03-03, +7 (812) 600-03-03

Web-сайт: <http://www.teplocom-sale.ru/>

E-mail: info@teplocom-sale.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИВТрейд» (ООО «ИВТрейд»)
ИНН 7842153762

Адрес: 197348, г. Санкт-Петербург, Коломяжский пр-т, д. 10, лит. АФ

Телефон: 8 800 250-03-03, +7 (812) 600-03-03

Web-сайт: <http://www.teplocom-sale.ru/>

E-mail: info@teplocom-sale.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: (495) 437-55-77, 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

Регистрационный № 88280-23

Характер производства: серийное

Дата утверждения акта испытаний, на основании которого принято решение об утверждении типа средств измерений: 25.11.2022 г.

Заводские, серийные номера или буквенно-цифровые обозначения средств измерений, изготовленных для испытаний и (или) представленных на испытания: ТСК-ПРЭМ-01 зав. №:01-001 в составе: преобразователь расхода электромагнитный ПРЭМ-20 L0/-/F0 D зав. №: 795748; тепловычислитель ТМК-Н20 зав. №: 018531; счетчик воды крыльчатый ВСХНд 15-02 зав. №: 84101904; преобразователь давления измерительный СДВ-И-М(1,60) зав. №: А812627; комплект термопреобразователей сопротивления КТСП-Н зав. №№: 38611Г, 38611Х. ТСК-ПРЭМ-02 зав. №:02-001 в составе: преобразователь расхода электромагнитный МФ-521-20 зав. №: 202269; тепловычислитель ВЗЛЕТ ТСРВ-034 зав. №: 1105060; счетчик воды ВСХд 15-02 зав. №: 84003272; преобразователь давления измерительный СДВ-И-М(1,60) зав. №: А812628; комплект термопреобразователей сопротивления КТСП-Н зав. №№: 38606Г, 38606Х. ТСК-ПРЭМ-01 зав. №:01-002 в составе: преобразователь расхода электромагнитный ПРЭМ-32 L0/-/F0 D зав. №: 794888; тепловычислитель СПТ944 зав. № 10818; счетчик воды ВСГд-15-02 зав. №: 58386268; датчик давления ДДМ-03Т-ДИ зав. № 22080350; термопреобразователи сопротивления платиновые ТСП-К-101-100-Г-Pt100-А-4 зав. №№: 19-00004-1, 19-00004-2

Код идентификации производства средств измерений: ОС

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» февраля 2023 г. № 357

Регистрационный № 88262-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Устройства весоизмерительные дозирующие КЛ20056

Назначение средства измерений

Устройства весоизмерительные дозирующие КЛ20056 (далее – устройство) предназначены для измерений в автоматическом режиме массы нетто битумных мастик.

Описание средства измерений

Конструктивно устройство состоит из весовой платформы весов СКЕ-300-6080, прибора весоизмерительного СИ-6000А, конвейера роликового приводного, затвора межфланцевого с пневмоприводом, каплесборника и шкафа управления.

Принцип действия устройства основан на преобразовании и обработке сигналов, поступающих с весовой платформы в прибор весоизмерительный, расположенный в шкафу управления, и дальнейшем преобразовании измерительной информации в сигналы управления процессом дозирования битумных мастик с помощью затвора межфланцевого, каплесборника и конвейера роликового приводного.

Устройство имеет следующие функции:

- автоматическая и полуавтоматическая установка нуля;
- слежение за нулем;
- выборка массы тары;
- переключения индикации показаний массы брутто-нетто;
- хранение параметров юстировки и настройки.

К устройствам данного типа относятся устройства весоизмерительные дозирующие КЛ20056 с заводскими номерами 20056-1 и 20056-2.

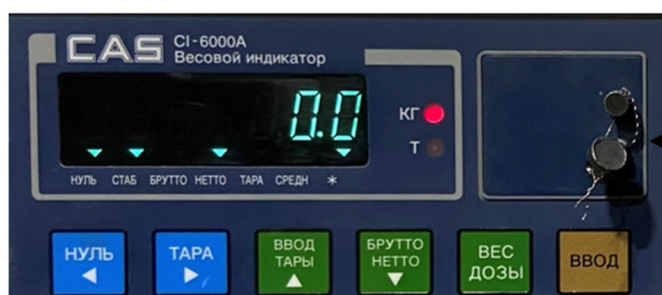
Знак поверки наносится на переднюю панель прибора весоизмерительного в виде оттиска поверительного клейма.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на табличку методом лазерной гравировки в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр.



Место нанесения заводского номера и
знака утверждения типа

Рисунок 1 – Общий вид средства измерений и место нанесения заводского номера и
знака утверждения типа



Место нанесения пломбы
со знаком поверки

Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места
нанесения пломбы, содержащей изображение знака поверки

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) приборов является встроенным и полностью метрологически значимым.

Идентификационным признаком ПО служит номер версии, который отображается на дисплее весоизмерительного прибора при его включении в режиме калибровки.

Защита от несанкционированного доступа к ПО, настройкам и данным измерений обеспечивается защитной пломбой, предотвращающей доступ к переключателю юстировки. ПО не может быть модифицировано без нарушения защитной пломбы и изменения положения переключателя юстировки. Кроме того, изменение ПО невозможно без применения специализированного оборудования производителя.

Конструкция СИ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.03
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массы битумных мастик, кг	от 20 до 26
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы битумных мастик δ , %	± 1
Поверочный интервал (е), кг	0,1
Действительная цена деления шкалы (d), кг	0,1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	от 187 до 242 50
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С:	от +10 до +35

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта и маркировочную табличку, расположенную на корпусе устройства, в соответствии с рисунком 1.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Устройство весоизмерительное дозирующее	КЛ20056	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Использование по назначению» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 4 июля 2022 г. № 1622 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ПК ПромРешение»

(ООО «ПК ПромРешение»)

ИНН 2635222673

Адрес: 355044, Ставропольский край, Шпаковский р-н, г. Михайловск, ул. Ленина, зд. 199/5, оф. 206

Телефон/факс: +7 (8652) 333-101

E-mail: prom_reshe@mail.ru.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ПК ПромРешение»

(ООО «ПК ПромРешение»)

ИНН 2635222673

Адрес: 355044, Ставропольский край, Шпаковский р-н, г. Михайловск, ул. Ленина, зд. 199/5, оф. 206

Телефон/факс: +7 (8652) 333-101

E-mail: prom_resh@mail.ru.

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»

(ФБУ «Ростест-Москва»)

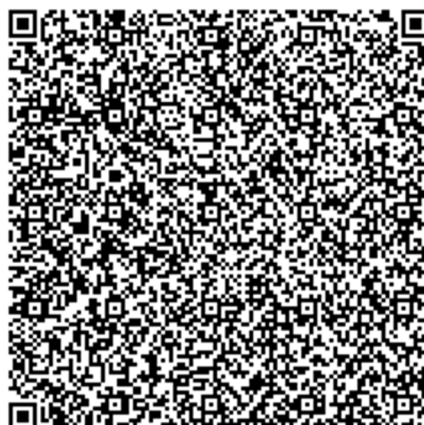
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-т, д. 31

Телефон: +7(495) 544-00-00

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» февраля 2023 г. № 357

Регистрационный № 88263-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-25

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-25 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а так же для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью или нефтепродуктом до определенных уровней, соответствующих объемам, приведенным в градуировочной таблице на резервуар.

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический представляет собой стальную горизонтальную емкость с коническими днищами.

Расположение резервуара – подземное.

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-25 с заводским номером 155. Место расположение резервуара: Томская область, РП Западно-Лугинецкое месторождение.

Эскиз резервуара представлен на рисунке 1.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из трех арабских цифр, нанесен в паспорт и маркировочную табличку резервуара печатным способом и обеспечивают их идентификацию. Маркировочная табличка резервуара представлена на рисунке 2.

Пломбирование резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-25 не предусмотрено.

Знак поверки наносится в свидетельство о поверке (при наличии) и в градуировочную таблицу.

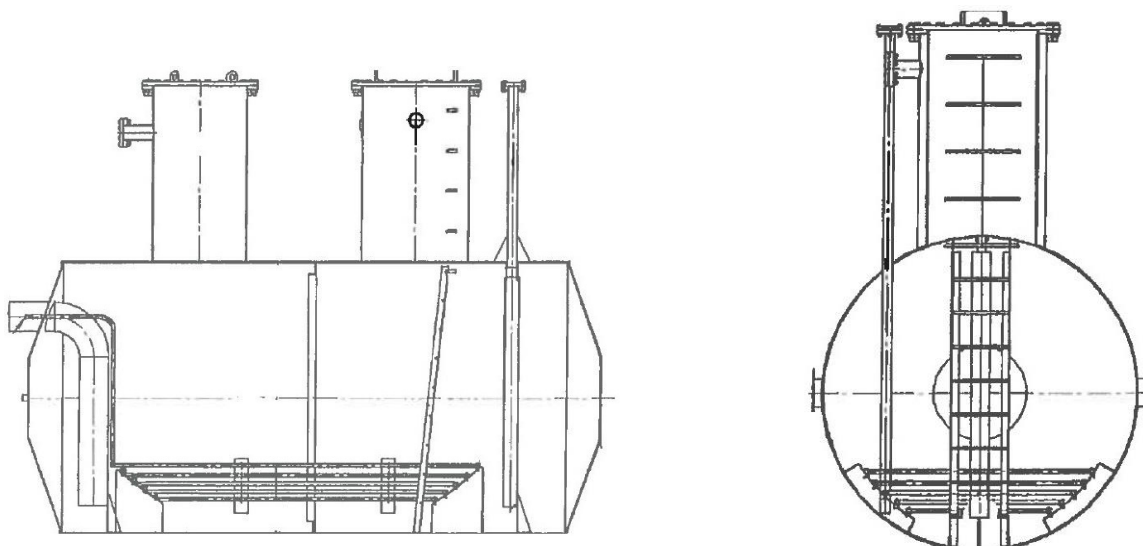


Рисунок 1 – Эскиз резервуара РГС-25



Рисунок 2 – Маркировочная табличка резервуара РГС-25

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	25
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (геометрический метод), %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от -45 до +50
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность резервуара

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-25	1 шт.
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-25. Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в паспорте (раздел 6 «Заметки по эксплуатации»).

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Восток»
(ООО «Газпромнефть-Восток»)
ИНН 7017126251
Адрес: 634045, г. Томск, ул. Нахимова, д. 13а, стр. 1
Телефон: (3822) 310-810, 310-830 Факс:(3822) 310-805
E-mail: reception@tomsk.gazprom-neft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Восток»
(ООО «Газпромнефть-Восток»)
ИНН 7017126251
Адрес: 634045, г. Томск, ул. Нахимова, д. 13а, стр. 1
Телефон: (3822) 310-810, 310-830 Факс:(3822) 310-805
E-mail: reception@tomsk.gazprom-neft.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»)

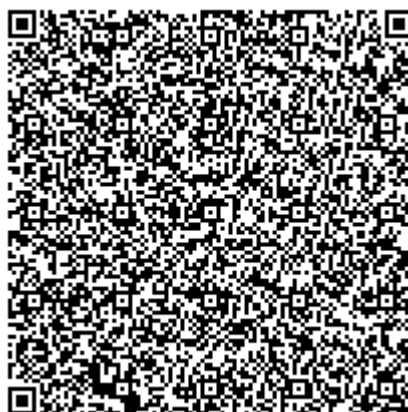
Адрес: 634012, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д. 17а

Телефон: (3822) 55-44-86; факс (3822) 56-19-61

Web-сайт: tomskcsm.ru

E-mail: tomsk@tcsms.tomsk.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313315.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» февраля 2023 г. № 357

Регистрационный № 88264-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а так же для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью или нефтепродуктом до определенных уровней, соответствующих объемам, приведенным в градуировочной таблице на резервуар.

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический представляет собой стальную горизонтальную емкость с коническими днищами.

Расположение резервуара– подземное.

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5 с заводским номером 151256-1. Место расположение резервуара: Томская область, ДНС с УПСВ Арчинское месторождение.

Эскиз резервуара представлен на рисунке 1.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из семи арабских цифр, нанесен в паспорт и маркировочную табличку резервуара печатным способом и обеспечивает его идентификацию. Маркировочная табличка резервуара представлена на рисунке 2.

Пломбирование резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-12,5 не предусмотрено.

Знак поверки наносится в свидетельство о поверке (при наличии) и в градуировочную таблицу.

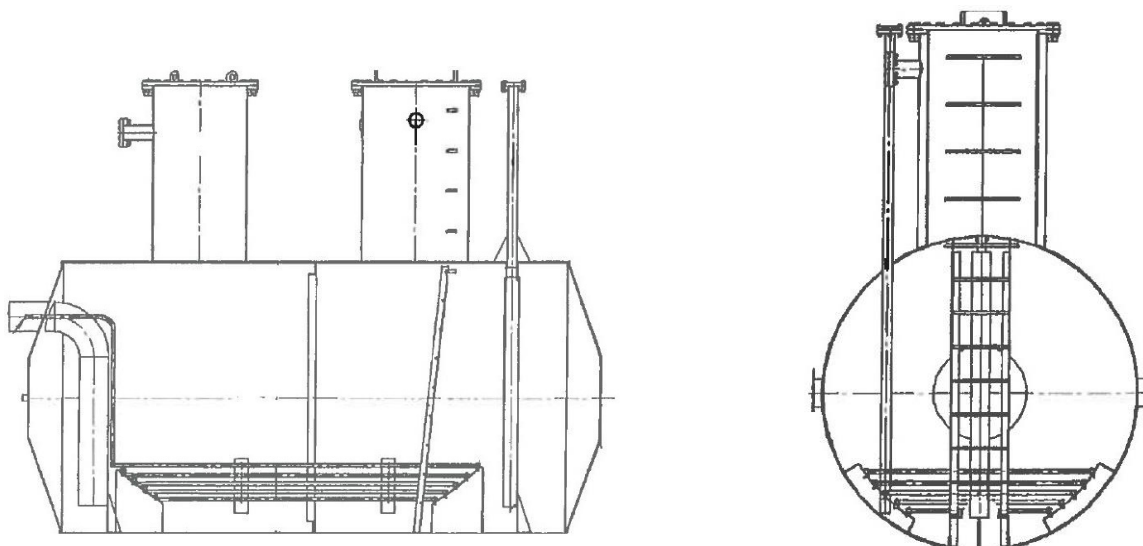


Рисунок 1 – Эскиз резервуара РГС-12,5



Рисунок 2 – Маркировочная табличка резервуара РГС-12,5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	12,5
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (геометрический метод), %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от -45 до +50
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность резервуара

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-12,5	1 шт.
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5. Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в паспорте (раздел 6 «Заметки по эксплуатации»).

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Восток»
(ООО «Газпромнефть-Восток»)
ИНН 7017126251
Адрес: 634045, г. Томск, ул. Нахимова, д. 13а, стр. 1
Телефон: (3822) 310-810, 310-830 Факс:(3822) 310-805
E-mail: reception@tomsk.gazprom-neft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Восток»
(ООО «Газпромнефть-Восток»)
ИНН 7017126251
Адрес: 634045, г. Томск, ул. Нахимова, д. 13а, стр. 1
Телефон: (3822) 310-810, 310-830 Факс:(3822) 310-805
E-mail: reception@tomsk.gazprom-neft.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»)

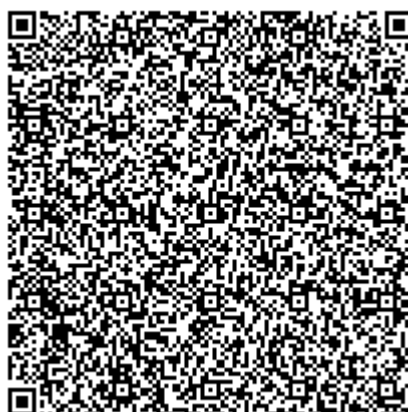
Адрес: 634012, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д. 17а

Телефон: (3822) 55-44-86; факс (3822) 56-19-61

Web-сайт: tomskcsm.ru

E-mail: tomsk@tcsms.tomsk.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313315.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» февраля 2023 г. № 357

Регистрационный № 88265-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а так же для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью или нефтепродуктом до определенных уровней, соответствующих объемам, приведенным в градуировочной таблице на резервуар.

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический представляет собой стальную горизонтальную емкость с коническими днищами.

Расположение резервуара– подземное.

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5 с заводским номером 95. Место расположение резервуара: Томская область, ДНС с УПСВ Крапивинское месторождение.

Эскиз резервуара представлен на рисунке 1.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из двух арабских цифр, нанесен в паспорт и маркировочную табличку резервуара печатным способом и обеспечивает его идентификацию. Маркировочная табличка резервуара представлена на рисунке 2.

Пломбирование резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-12,5 не предусмотрено.

Знак поверки наносится в свидетельство о поверке (при наличии) и в градуировочную таблицу.

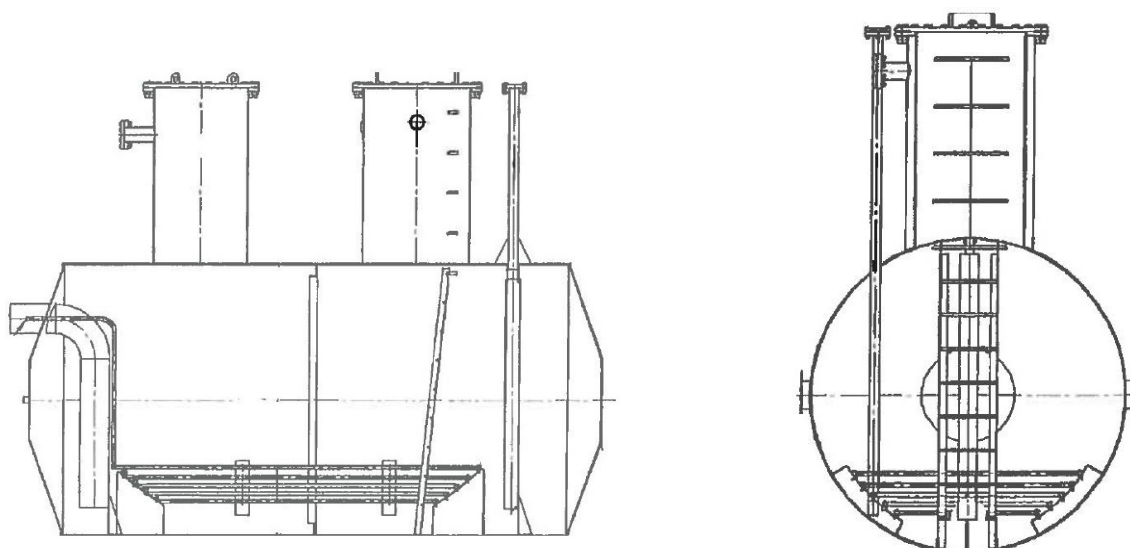


Рисунок 1 – Эскиз резервуара РГС-12,5



Рисунок 2 – Маркировочная табличка резервуара РГС-12,5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	12,5
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (геометрический метод), %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -45 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность резервуара

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-12,5	1 шт.
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5. Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в паспорте (раздел 6 «Заметки по эксплуатации»).

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Восток»
(ООО «Газпромнефть-Восток»)
ИНН 7017126251
Адрес: 634045, г. Томск, ул. Нахимова, д. 13а, стр. 1
Телефон: (3822) 310-810, 310-830 Факс:(3822) 310-805
E-mail: reception@tomsk.gazprom-neft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Восток»
(ООО «Газпромнефть-Восток»)
ИНН 7017126251
Адрес: 634045, г. Томск, ул. Нахимова, д. 13а, стр. 1
Телефон: (3822) 310-810, 310-830 Факс:(3822) 310-805
E-mail: reception@tomsk.gazprom-neft.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»)

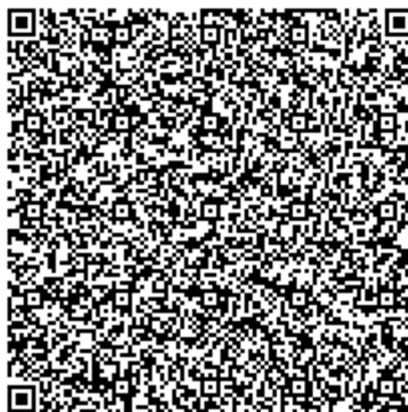
Адрес: 634012, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д. 17а

Телефон: (3822) 55-44-86; факс (3822) 56-19-61

Web-сайт: tomskcsm.ru

E-mail: tomsk@tcsms.tomsk.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313315.



Регистрационный № 88266-23

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический РГС-43

Назначение средства измерений

Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический РГС-43 (далее – резервуар) предназначен для измерения объёма нефтепродуктов при их приёме, хранении и отпуске.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтепродуктом до определённого уровня, соответствующего заданному значению объёма.

Резервуар представляет собой стальную горизонтальную конструкцию, состоящую из цилиндрической стенки и днища со сферической формой.

Резервуар оборудован смотровой площадкой с лестницей и ограждениями.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приёмо-раздаточные устройства.

Резервуар с заводским номером 4 расположен по адресу: 626194, Тюменская область, Уватский район, п. Муген, ЛПДС «Муген».

Заводской номер нанесён на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке резервуара.

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РГС-43

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	43
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (геометрический метод), %	± 0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-43	1 шт.
Паспорт на резервуар	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

ФР.1.29.2021.40081 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в горизонтальных резервуарах».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

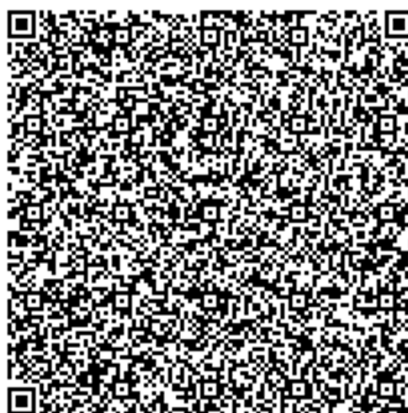
Акционерное общество «Транснефть - Сибирь» (АО «Транснефть - Сибирь»)
ИНН 7201000726
Адрес: 625027, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Республики, д. 139
Телефон: +7 (3452) 32-27-10

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть - Сибирь» (АО «Транснефть - Сибирь»)
ИНН 7201000726
Адрес: 625027, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Республики, д. 139
Телефон: +7 (3452) 32-27-10

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Метрология» (АО «Транснефть – Метрология»)
ИНН 7723107453
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2
Телефон: +7 (495) 950-87-00
E-mail: смо@смо.transneft.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-100

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-100 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефти при приеме, хранении и отпуске.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью до определённого уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары представляют собой стальные горизонтальные конструкции, состоящие из цилиндрической стенки и днищ с конусной формой.

Резервуары оборудованы смотровой площадкой с лестницей и ограждениями.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приёмо-раздаточные устройства.

Резервуары с заводскими номерами 1, 2 расположены по адресу: 626194, Тюменская область, Уватский район, п. Муген, ЛПДС «Муген».

Заводской номер нанесён на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке резервуара.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РГС-100

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	100
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (геометрический метод), %	± 0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-100	1 шт.
Паспорт на резервуар	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

ФР.1.29.2021.40086 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в горизонтальных резервуарах».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть - Сибирь» (АО «Транснефть - Сибирь»)
ИНН 7201000726
Адрес: 625027, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Республики, д. 139
Телефон: +7 (3452) 32-27-10

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть - Сибирь» (АО «Транснефть - Сибирь»)
ИНН: 7201000726
Адрес: 625027, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Республики, д. 139
Телефон: +7 (3452) 32-27-10

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Метрология» (АО «Транснефть – Метрология»)

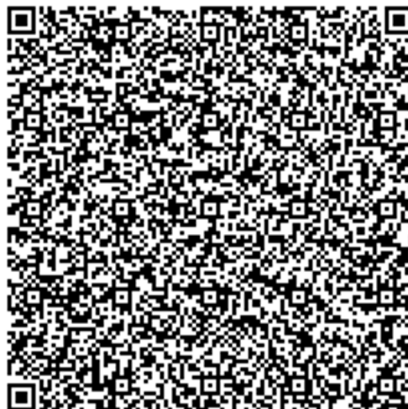
ИНН 7723107453

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2

Телефон: +7 (495) 950-87-00

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-25

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-25 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефтепродуктов при их приеме, хранении и отпуске.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтепродуктом до определённого уровня, соответствующего объёму согласно градуировочной таблице резервуаров.

Резервуары представляют собой стальную горизонтальную конструкцию цилиндрической формы с конусной формой днища подземного исполнения номинальной вместимостью 25 м³.

Резервуары с заводскими номерами № 1, 4, 5 расположены по адресу: 628323 ХМАО, Нефтеюганский район, п. Каркатеевы, ул. Нефтяников, ЦТТиСТ.

Заводские номера нанесены на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке резервуара.

Общий вид горловины и эскиз резервуаров представлены на рисунках 1-2.



Рисунок 1 – Горловина резервуара

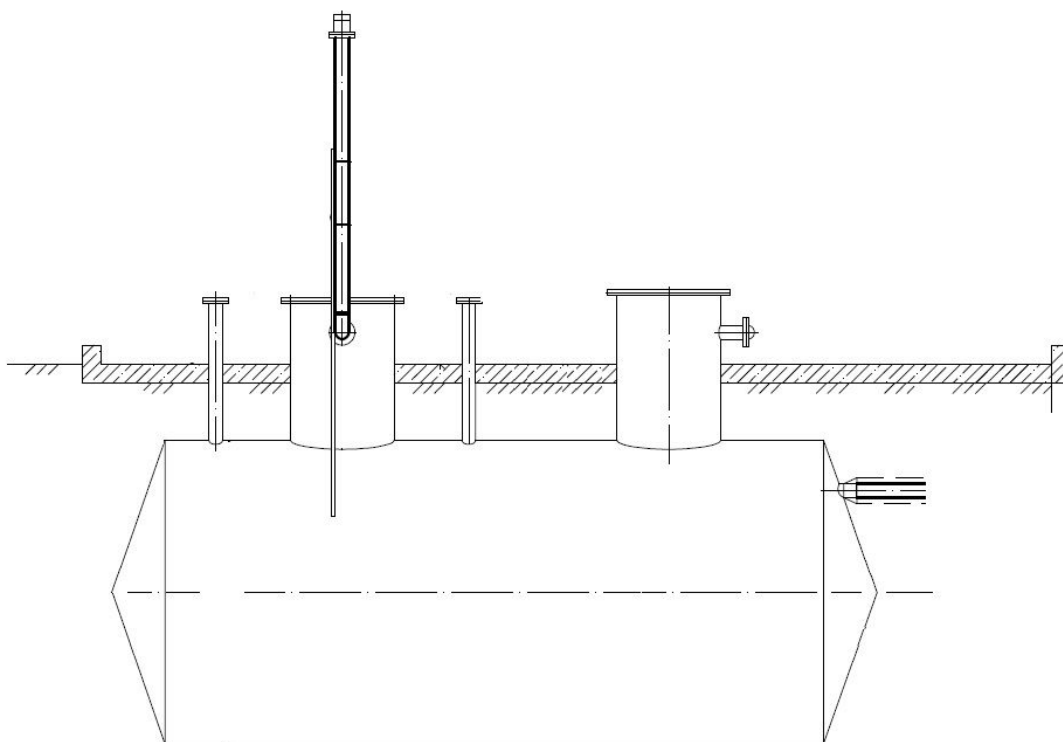


Рисунок 2 – Эскиз резервуара

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	25
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (объёмный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспортов типографским способом

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-25	1
Паспорт	-	1
Градуировочная таблица	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

ФР.1.29.2021.40081 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в горизонтальных резервуарах».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

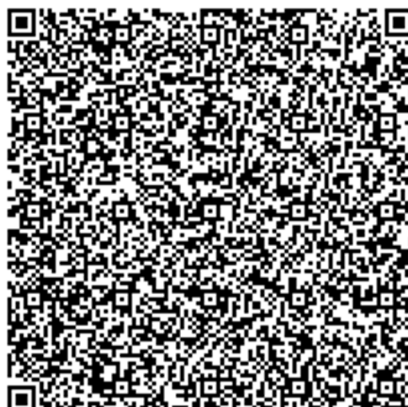
Акционерное общество «Транснефть - Сибирь» (АО «Транснефть - Сибирь»)
ИНН 7201000726
Адрес: 625027, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Республики, д. 139
Телефон: +7 (3452) 32-27-10

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть - Сибирь» (АО «Транснефть - Сибирь»)
ИНН 7201000726
Адрес: 625027, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Республики, д. 139
Телефон: +7 (3452) 32-27-10

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Метрология» (АО «Транснефть – Метрология»)
ИНН 7723107453
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2
Телефон: +7 (495) 950-87-00
E-mail: cmo@cmo.transneft.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» февраля 2023 г. № 357

Регистрационный № 88269-23

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы рентгеновские АР

Назначение средства измерений

Анализаторы рентгеновские АР предназначены для измерений интенсивностей аналитических линий рентгеновской флуоресценции химических элементов, входящих в состав пульпы, суспензий и растворов, а также интенсивности рассеянного излучения рентгеновской трубки.

Описание средства измерений

Анализаторы рентгеновские АР конструктивно представляют собой стационарные напольные приборы модульной архитектуры.

Анализаторы рентгеновские АР выпускаются двух моделей: модель АР-35, модель АР-31-НМ.

Анализаторы рентгеновские АР, модель АР-35, состоят из трех блоков: устройство спектрометрическое, стойка автоматического управления с установленным программным обеспечением «AR35», система охлаждения рентгеновской трубки. В состав анализаторов входит встроенное программное обеспечение «AR35», установленное в стойке автоматического управления. К передней панели стойки автоматического управления крепится панель оператора с установленным встроенным ПО «AR35», которое входит в состав анализаторов.

Анализаторы рентгеновские АР, модель АР-31-НМ, состоят из трех блоков: устройство спектрометрическое, стойка автоматического управления с установленным программным обеспечением «AR35», система охлаждения рентгеновской трубки. В состав анализаторов входит встроенное программное обеспечение «AR35», установленное в стойке автоматического управления. Опционно анализаторы могут комплектоваться автоматизированным рабочим местом (АРМ). В состав АРМ анализатора входит компьютер или ноутбук с установленным ПО «AR31NM». В состав анализаторов входит автономное программное обеспечение «AR31NM».

В анализаторе может быть установлено одновременно либо от 1 до 8 спектрометрических каналов, либо от 1 до 7 спектрометрических каналов и одна ППД-приставка (многоканальный спектрометр с полупроводниковым детектором). В анализаторе в зависимости от запроса потребителя устанавливаются 6, 10 или 15 измерительных кювет. В анализаторе установлены 2 гнезда для установки твердых реперных образцов. В зависимости от расположения стойки автоматического управления относительно устройства спектрометрического применяются либо желоба, либо кабель-каналы, предназначенные для укладки кабелей подключения блоков детектирования и высоковольтного источника питания рентгеновской трубки к стойке автоматического управления, водопроводных трубок от системы охлаждения рентгеновской трубки.

Принцип действия анализаторов основан на рентгенофлуоресцентном методе, в котором измеряются интенсивности аналитических линий рентгеновской флуоресценции химических элементов, входящих в состав анализируемых материалов, а также интенсивности рассеянного излучения рентгеновской трубки. Под действием первичного излучения рентгеновской трубки в анализируемом материале происходит возбуждение вторичного флуоресцентного излучения химических элементов, входящих в состав анализируемого материала. Флуоресцентное излучение, а также первичное излучение, рассеянное на анализируемом материале, проходят через окно измерительной кюветы и поступают в спектрометрические каналы. В каждом спектрометрическом канале, настроенном на соответствующую спектральную линию, происходит выделение этой линии из вторичного излучения. Далее излучение определенной длины волны направляется на окно блока детектирования, где оно преобразуется в электрические импульсы, которые затем считываются блоком регистрации, расположенным в стойке автоматического управления. При использовании полупроводникового детектора (ППД-приставки) одновременно может регистрироваться вторичное излучение от нескольких элементов и выделяться по уровню энергии излучения того или иного химического элемента посредством цифрового амплитудного анализатора. Выходными сигналами анализатора являются интенсивности (скорости счета) на аналитических линиях, использующиеся для идентификации и количественного определения содержания вещества в анализируемом образце.

Маркировка анализатора выгравирована методом лазерной гравировки на фирменной табличке, которая крепится на крышке блока коммутационного на правой стороне устройства спектрометрического, и содержит следующую информацию: товарный знак предприятия-изготовителя, наименование и обозначение типа СИ, модель анализатора, заводской номер, номер ТУ, знак утверждения типа, напряжение питания, частота сети электропитания, число фаз, потребляемая мощность, масса, степень защиты по ГОСТ 14254, знак соответствия по ГОСТ Р 50460, знак соответствия ЕАЭС, надпись «СДЕЛАНО В РОССИИ». На спектрометрическом устройстве нанесены условное обозначение модели анализатора, наименование предприятия-изготовителя, товарный знак предприятия-изготовителя. На шкафу стойки автоматического управления в верхнем левом углу передней стеклянной дверцы нанесено обозначение модели анализатора.

Заводской номер в формате цифрового обозначения, идентифицирующий каждый экземпляр анализатора, указывается на фирменной табличке, которая крепится на крышке блока коммутационного на правой стороне устройства спектрометрического. Вид фирменной таблички с заводским номером указан на рисунке 2.

Общий вид анализаторов рентгеновских АР приведен на рисунках 1а и 1б.

Нанесение знака поверки на анализатор и пломбирование анализатора не предусмотрено.

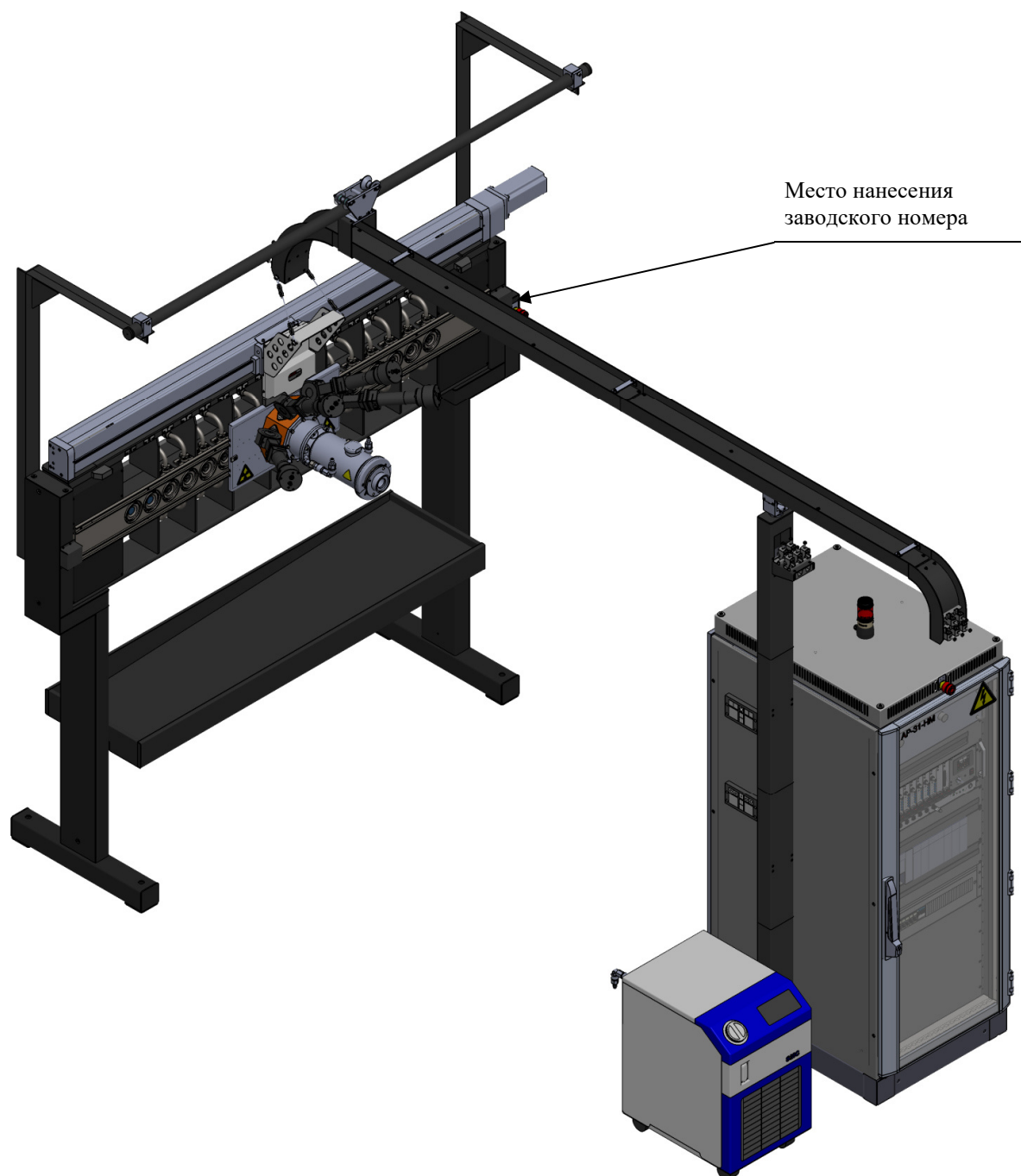


Рисунок 1а – Общий вид анализаторов рентгеновских АР, модель АР-31-НМ, с желобом

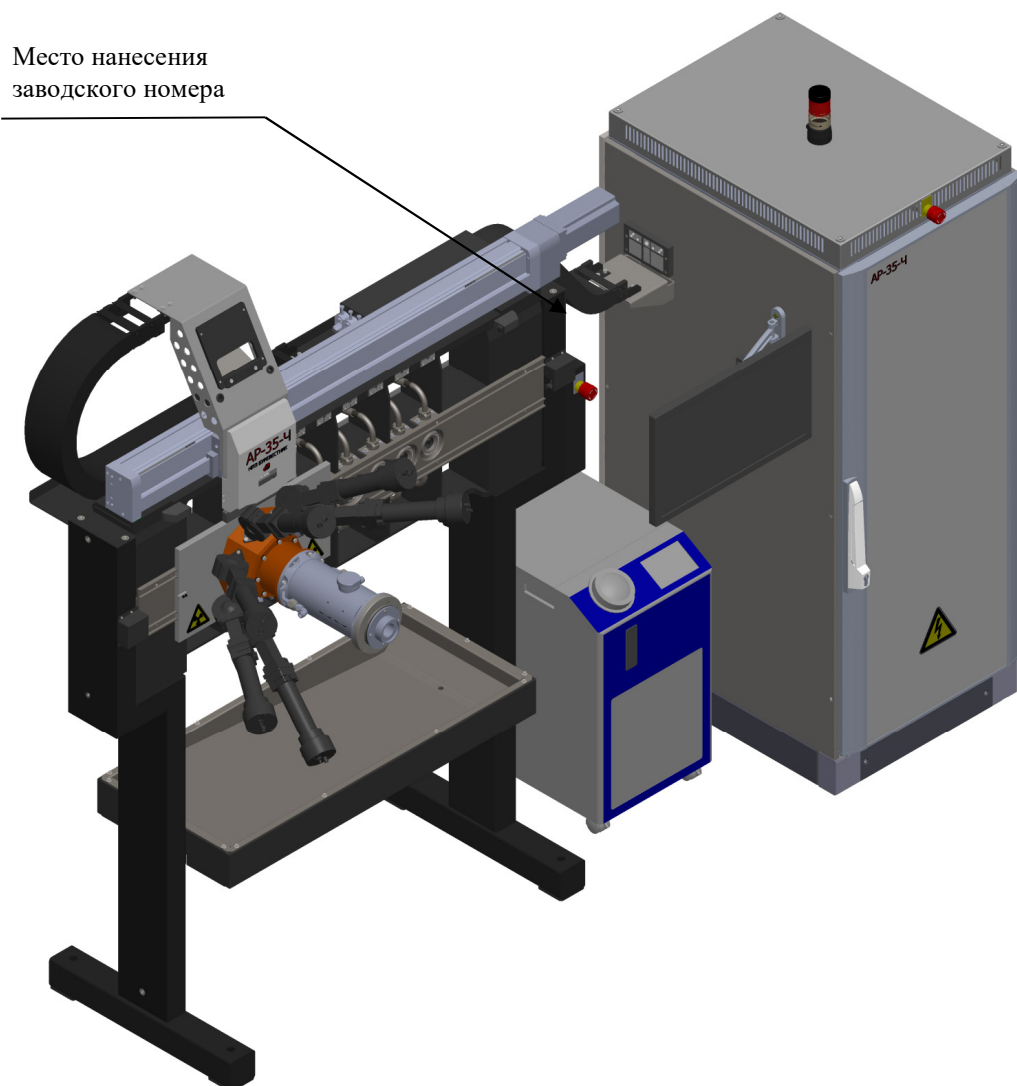


Рисунок 16 – Общий вида анализаторов рентгеновских АР, модель АР-35, с кабель-каналом

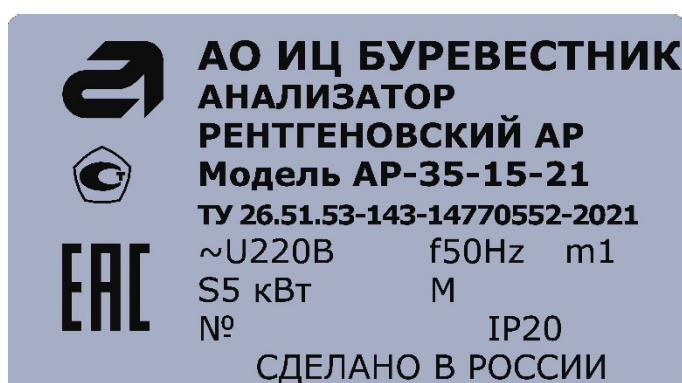


Рисунок 2 – Вид фирменной таблички с заводским номером и знаком утверждения типа анализаторов рентгеновских АР

Программное обеспечение

Анализаторы рентгеновские АР оснащаются встроенным программным обеспечением «AR35», которое установлено в стойке автоматического управления; встроенным программным обеспечением «AR35» панели оператора, которое установлено в анализаторах рентгеновских АР, модель АР-35; автономным программным обеспечением «AR31NM», которое установлено в АРМ анализаторов рентгеновских АР, модель АР-31-НМ. Программным образом осуществляются функции управления прибором, функции настройки, средства проведения количественного анализа, автоматическое вычисление чувствительности анализатора при определении элементов (на аналитических линиях) и относительного среднего квадратического отклонения среднего значения интенсивности выходного сигнала, отслеживание и фиксация в журнале ошибочных ситуаций, запоминание результатов анализа, обработка выходной информации, печать результатов анализа.

ПО стойки автоматического управления «AR35», в составе одного исполняемого модуля, ПО панели оператора «AR35», ПО «AR31NM», функционирующее в операционной среде MW, являются полностью метрологически значимыми. Уровень защиты ПО стойки автоматического управления «AR35», ПО панели оператора «AR35», ПО «AR31NM» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует «среднему» уровню по Р 50.2.077-2014. Влияние ПО стойки автоматического управления «AR35», ПО панели оператора «AR35», ПО «AR31NM» на метрологические характеристики анализаторов рентгеновских АР учтено при их нормировании. Идентификационные данные ПО стойки автоматического управления «AR35», ПО панели оператора «AR35», ПО «AR31NM» приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО стойки автоматического управления «AR35», ПО панели оператора «AR35», ПО «AR31NM»

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	Программа стойки автоматического управления «AR35»	Программа панели оператора «AR35»	Программа АРМ «AR31NM»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.00	не ниже 1.01	не ниже 1.00
Цифровой идентификатор метрологически значимого файла ПО	8C12D977 (исполняемый модуль с защитой Program ID для версии 1.00)	-	f145369358992b841981ae2d9695c570 (исполняемый файл для версии 1.00)
Алгоритм расчета цифрового идентификатора	CRC 32	-	SHA
Примечание: после последней цифры номеров версий, указанных в таблице, допускаются дополнительные цифровые и/или буквенные суффиксы			

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Чувствительность анализатора, $(\text{г/дм}^3)^{-1}$, не менее при определении элементов (на аналитических линиях)	
- железо ($\text{FeK}\alpha$)	100
- цинк ($\text{ZnK}\alpha$), никель ($\text{NiK}\alpha$)	400
- медь ($\text{CuK}\alpha$), свинец ($\text{PbL}\beta$)	1000
Относительное среднее квадратическое отклонение среднего значения интенсивности выходного сигнала, %, не более	
при определении элементов (на аналитических линиях): железо ($\text{FeK}\alpha$), цинк ($\text{ZnK}\alpha$), никель ($\text{NiK}\alpha$), медь ($\text{CuK}\alpha$), свинец ($\text{PbL}\beta$)	1,5
при определении рассеянного излучения (дистиллированная вода)	0,5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	
- устройство спектрометрическое	2400×915×1960
- стойка автоматического управления	600×900×1710
- система охлаждения рентгеновской трубки	380×650×660
Масса, кг, не более	
- устройство спектрометрическое	330
- стойка автоматического управления	245
- система охлаждения рентгеновской трубки	55
Потребляемая мощность, В·А, не более	5000
Средняя наработка анализатора на отказ, ч, не менее	10000
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от +12 до +32
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
- относительная влажность воздуха при температуре +25 °С, %, не более	75

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист руководства по эксплуатации методом компьютерной графики и на фирменную табличку, которая крепится на крышке блока коммутационного на правой стороне устройства спектрометрического анализатора.

Комплектность средства измерений

Таблица 4а - Комплектность анализаторов рентгеновских АР, модель АР-35

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор рентгеновский, с установленным ПО «AR35»	АР, модель АР-35 ¹⁾	1 шт.
Комплект монтажных частей	-	1 комплект
Комплект инструмента и принадлежностей, запасных, сменных частей в соответствии с ведомостью ЗИП	-	1 комплект
Комплект эксплуатационных документов согласно ведомости ТА21.1.211.126 ВЭ	-	1 комплект
¹⁾ В состав анализаторов рентгеновских АР, модель АР-35, входят: - устройство спектрометрическое, - стойка автоматического управления с установленным ПО «AR35» с панелью оператора с установленным ПО «AR35», - система охлаждения рентгеновской трубки		

Таблица 4б - Комплектность анализаторов рентгеновских АР, модель АР-31-НМ

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор рентгеновский с установленными ПО «AR35» и ПО «AR31NM»	АР, модель АР-31-НМ ¹⁾	1 шт.
Комплект монтажных частей	-	1 комплект
Комплект инструмента и принадлежностей, запасных, сменных частей в соответствии с ведомостью ЗИП	-	1 комплект
Комплект эксплуатационных документов согласно ведомости ТА21.1.211.126 ВЭ	-	1 комплект
АРМ ²⁾	-	1 комплект
¹⁾ В состав анализаторов рентгеновский АР, модель АР-31-НМ, входят: - устройство спектрометрическое, - стойка автоматического управления с установленным ПО «AR35», - система охлаждения рентгеновской трубки ²⁾ Поставляется по заказу; в состав АРМ анализатора входит компьютер или ноутбук с установленным ПО «AR31NM»		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 11 документа «Анализаторы рентгеновские АР. Руководство по эксплуатации» ТА21.1.211.126 РЭ; в разделах 2, 4, 5, 6, 7 документа «Анализаторы рентгеновские АР, модель АР-35. Руководство пользователя» ТА22.1.211.126 РП; в разделах 2, 4, 5, 6, 7 документа «Анализаторы рентгеновские АР, модель АР-31-НМ. Руководство пользователя» ТА22.1.211.127 РП.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 26.51.53-143-14770552-2021. Анализаторы рентгеновские АР. Технические условия.

Правообладатель

Акционерное общество «Инновационный центр «Буревестник»

(АО «ИЦ «Буревестник»)

ИНН 7814687586

Юридический адрес: 197350, г. Санкт-Петербург, ул. Летчика Паршина, д. 3, стр. 1

Телефон: +7 (812) 676-10-01, факс: +7 (812) 606-10-528-66-33

Web-сайт: www.bourestnik.ru

E-mail: bourestnik@bourestnik.spb.ru

Изготовитель

Акционерное Общество «Инновационный центр «Буревестник»

(АО «ИЦ «Буревестник»)

ИНН 7814687586

Адрес: 197350, г. Санкт-Петербург, ул. Летчика Паршина, д. 3, стр. 1

Телефон: +7 (812) 676-10-01, факс: +7 (812) 606-10-528-66-33

Web-сайт: www.bourestnik.ru

E-mail: bourestnik@bourestnik.spb.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19

Телефон: +7 (812) 251-76-01, факс: +7 (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311541.

